

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE CALDERA BASADOS EN ESTÁNDARES Y
NORMAS INTERNACIONALES**

PRESENTADO POR:

ISRAEL BENJAMÍN HERNÁNDEZ MÉNDEZ

JOSÉ ABEL MARTÍNEZ AVILÉS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE DE 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PHD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

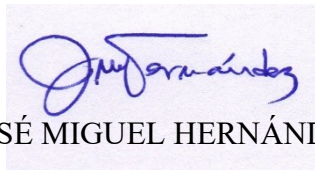
**DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE CALDERA BASADOS EN ESTÁNDARES Y
NORMAS INTERNACIONALES**

Presentado por:

ISRAEL BENJAMÍN HERNÁNDEZ MÉNDEZ
JOSÉ ABEL MARTÍNEZ AVILÉS

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

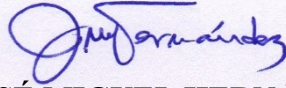


ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE DE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:


A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. M. Hernández', is centered within a light purple rectangular background.

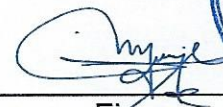
ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ


NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, lunes 22 de noviembre de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 1:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

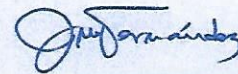

Firma



2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ
(Docente Asesor)



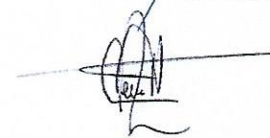
Firma

- DR. CARLOS OSMIN POCASANGRE JIMENEZ



Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE CALDERA BASADOS EN ESTÁNDARES Y NORMAS INTERNACIONALES

A cargo de los Bachilleres:

- HERNANDEZ MENDEZ ISRAEL BENJAMIN

- MARTÍNEZ AVILÉS JOSÉ ABEL

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.0

(ocho punto cero)

)

AGRADECIMIENTOS

A mi familia en especial a mi madre, que con mucho amor ha sido muy paciente conmigo, a Leo y Fany por acompañarme en todo momento redactando este trabajo de graduación haciendo que todo ese tiempo haya sido muy agradable.

A muchos de mis amigos, en especial a mis amigos de la Facultad: a niña Reina, ha sido muy dulce con nosotros colaborando con la entrega de formularios y demás formalidades, a Gálvez por tomarse la molestia en aclararme muchas dudas, a mi asesor Ing. José Miguel por haber creado un clima agradable durante las consultas, las defensas previas y sobre todo, enseñarme que la paciencia lo alcanza todo.

Quiero agradecer a la Arq. Janet Cabrera, a pesar que solo nos comunicamos de forma remota su ayuda de ultimo momento fue un aporte muy valioso, sería un honor darle las gracias en persona y por ultimo pero no menos especial a Karolina Nolasco mi inspiración, un verdadero espíritu libre, una persona digna de imitar.

Israel Benjamín Hernández Méndez

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco y le dedico este triunfo a Dios, le doy gracias por la vida, salud, fortaleza, paciencia para conseguir este logro, gracias Dios por los padres que me regalaste Judhy Bessy Avilés y José Abel Martínez, a ellos por regalarme este gran regalo que es la educación, que con todo su esfuerzo, cariño y dedicación me dieron, para que yo pueda salir adelante, ser una persona de bien y triunfar en esta vida, gracias Dios por regalarme a mis hermanas: Katy, Glenda, Cristi y Carol, le dedico también este triunfo a mi abuelita que tanto quise y recordare que partió al cielo pero que desde el cielo celebrará por mí, a mi mamá Lupe que en paz descanse.

Gracias a mi Tere que me ha acompañado en este sueño, sueño que comenzamos siendo unos adolescentes, gracias por darlo todo por mí, por estar a mi lado siempre apoyándome, dándome fuerzas, ánimos para no rendirme, luchar y alcanzar la meta que tanto soñé, gracias Dios por regalármela en mi vida.

Gracias a nuestro asesor Ing. José Miguel Hernández por dirigirnos y llevarnos de la mano en este ultimo desafío, gracias por toda la paciencia y conocimientos impartidos durante la carrera, gracias al Ing. José Roberto Ramos por ser un gran ejemplo de persona, maestro a seguir y darme los regaños e impulsos para seguir adelante durante mis estudios, gracias al Ing. Wilber Calderón por haber sido un gran maestro y guía en mis inicios en la escuela, gracias al Ing. Chevéz por compartir sus conocimientos, Ing. Cortéz, Ing. Werner, Msc. Zetino, Ing. Martínez Calderón, Ing. Salvador, Dr. Pocasangre, Ing. Walter Zelaya y a todos los maestros de la escuela de Ingeniería Eléctrica.

Agradezco a niña Reina por estar junto a nosotros, dirigiéndonos y dedicando horas extras de su trabajo para agilizar todo lo necesario en papeleo, gracias a todo ese tiempo que dedica, no solo a nosotros si no a todos los alumnos de la Escuela de Eléctrica.

Agradezco a Juancito y al señor Posada por ayudarnos en los laboratorios y ser un ejemplo de humildad y honradez.

José Abel Martínez Áviles

DEDICATORIA

Esta obra esta dedicada a todo aquel que ha encontrado en este trabajo de graduación una base de apoyo para futuros proyectos relacionados al aprovechamiento de fuentes de energías renovables, esperando que sea del agrado a cada lector y que sirva de inspiración en otras aplicaciones que requieran el uso de generadores de vapor, como autores nos hemos tomado el cuidado de anexar todo el software desarrollado y que sea fácil acceso a su modificación para mejores proyectos a futuro.

ÍNDICE

PREFACIO.....	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XV
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	XVI
JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	XVII
ALCANCES.....	XVIII
OBJETIVOS.....	XIX
I. Objetivo general.....	XIX
II. Objetivos específicos.....	XIX
ANTECEDENTES.....	XX
MARCO TEÓRICO.....	XXI
I. Introducción a la simulación de centrales eléctricas.....	XXI
II. Modelado orientado a objetos.....	XXI
III. Modelado de sistemas de control distribuido.....	XXIII
IV. Controladores Lógicos Programables en DCS.....	XXIV
CAPÍTULO I: Características físicas de una caldera.....	25
1.1 Generalidades.....	26
1.1.1 Generalidades de las calderas de biomasa.....	26
1.1.2 Cogeneración en ingenios azucareros.....	27
1.1.3 Uso del bagazo de caña de azúcar.....	29
1.1.4 Composición química del bagazo.....	30
1.1.5. Introducción a Thermolib.....	31
1.1.5.1 Instalación.....	32
1.1.5.2 Uso de “Model Setup” Simulink.....	33
1.1.5.3 Uso de “ChemicalMediaData” Matlab.....	34
1.1.5.4 Estructura de bloques Thermolib.....	34
1.2 Modelado de caldera.....	36
1.2.1 Aproximación analítica a la combustión del bagazo.....	36
1.2.2 Simulando la combustión del bagazo.....	39
1.2.2.1 Masa molar.....	39
1.2.2.2 Composición química.....	40
1.2.2.3 Calor específico.....	40
1.2.3 Balance de energía en el hogar.....	45
1.2.4 Modelo de economizador.....	50
1.2.4.1 Modelo aproximado del intercambiador de calor.....	53
1.2.5 Modelo de calderín.....	55
1.3 Diseño de sistema de control.....	57
1.3.1 Breve descripción a los bloques de control.....	57
1.3.2 Simulación de un ciclo Rankine de vapor sobrecalentado.....	62
1.3.2.1 Bloques adicionales a la simulación.....	65
1.3.2.2 Análisis de la simulación.....	66
1.4 Bibliografía.....	71
CAPÍTULO II: Diseño de control electrónico.....	72
2.1 Requerimientos de control bajo normas.....	73
2.1.1 Normas ANSI/ISA.....	73
2.1.1.1 Entorno de la aplicación.....	73
2.1.1.2 Tipo de simulador.....	73
2.1.1.3 Requerimientos generales.....	74
2.1.2 Simbología de control.....	77
2.1.2.1 Simbología ISA.....	78
2.1.2.2 Simbología SAMA.....	80
2.2 Selección de componentes.....	85
2.2.1 Transmisión de señales.....	85

2.2.2	Sistemas de control de calderas.....	88
2.2.2.1	Control a lazo cerrado.....	90
2.2.3	Control del sistema agua/vapor.....	92
2.2.3.1	Control de nivel a tres elementos.....	95
2.2.4	Control de sistema aire/gases.....	96
2.2.4.1	Tiro natural y tiro mecánico.....	98
2.2.4.2	Control de flujo de aire.....	100
2.2.4.3	Control de tiro balanceado.....	102
2.2.5	Control del sistema de combustible.....	103
2.2.5.1	Sistema de alimentación de bagazo.....	103
2.2.5.2	Aire primario y secundario.....	105
2.2.5.3	Demanda de combustión.....	106
2.2.6	Control de temperatura.....	107
2.2.6.1	Control de temperatura de vapor.....	107
2.2.6.2	Control del punto de rocío.....	108
2.2.6.3	Control de elemento simple.....	110
2.2.7	Instrumentación y selección de componentes.....	111
2.2.7.1	Medidor local de nivel con cristales de reflexión.....	111
2.2.7.2	Transmisor de nivel por presión diferencial.....	113
2.2.7.3	Transmisor de flujo por presión diferencial.....	114
2.2.7.4	Sensor de temperatura.....	117
2.2.7.5	Analizador de gases.....	125
2.2.7.6	Válvula de control automático.....	127
2.2.7.7	Columna de líquido.....	128
2.2.7.8	Ventiladores y Dampers.....	130
2.2.7.9	Atemperador.....	133
2.3	Implementación en PLC.....	134
2.3.1	Evolución de las plantas industriales.....	135
2.3.1.1	Autómata programable PLC.....	136
2.3.1.2	Sistema de control distribuido.....	137
2.3.1.3	Aplicaciones de control por ordenador.....	138
2.3.2	Arquitectura del PLC.....	139
2.3.2.1	Buses de campo.....	140
2.3.2.2	Integración PLC-HMI.....	141
2.3.2.3	Entorno de programación.....	142
2.3.3	Programación de PLC y plataforma de supervisión.....	143
2.3.3.1	Selección de dispositivos y creación de programa.....	143
2.4	Análisis de resultados.....	157
2.4.1	Diseño en MatLab mejorado.....	157
2.4.2	Grabando simulación.....	160
2.4.2	Simulación final.....	162
2.5.	Bibliografía.....	168
CAPÍTULO III: Factibilidad económica.....		170
3.1	Presupuesto de inversión.....	171
3.1.1	Antecedentes: inicios de la industria energética.....	171
3.1.2	Propuesta económica.....	173
3.2.1	Cogeneración como Responsabilidad Social Empresarial.....	180
3.2.2	Mantenimiento en sistemas de Cogeneración.....	182
3.2.3	Un proyecto alternativo.....	183
3.3	Análisis de resultados.....	186
3.4	Bibliografía.....	189
CAPÍTULO IV: Conclusiones y recomendaciones.....		190
4.1	Recomendaciones en reglamento.....	191
4.1.1	Decreto No. 87.....	191
4.1.2	Informe de CNE.....	192

4.2 Recomendaciones finales.....	196
4.3 Conclusiones.....	198
4.4 Bibliografía.....	199
ANEXOS.....	200
Anexo I: Definiciones, abreviaturas y acrónimos.....	200
Anexo II: Cotizaciones.....	205
Anexo III: Solicitud de visita técnica.....	209
Anexo IV: Simulación final Matlab/Simulink.....	211
Anexo V: Programa para PLC.....	218

Índice de figuras

Figura 1-1: Esquema general de una caldera acuotubular.....	26
Figura 1-2: Esquema de caldera con bagazo como combustible.....	27
Figura 1-3: Ciclo superior.....	28
Figura 1-4: Fotosíntesis global.....	29
Figura 1-5: Efecto de la humedad sobre el poder calorífico del bagazo.....	31
Figura 1-6: Ventana de instalación Thermolib.....	32
Figura 1-7: Thermolib integrado a Matlab.....	33
Figura 1-8: Esquema de combustión.....	37
Figura 1-9: Lambda=1.3.....	41
Figura 1-10: Combustible simulado.....	42
Figura 1-11: CO ₂ , O ₂ vs ex. aire para bagazo.....	44
Figura 1-12: CO ₂ , O ₂ vs ex. aire diferentes combustibles.....	44
Figura 1-13: Simulación del hogar de caldera.....	45
Figura 1-14: Calor específico molar de gases.....	47
Figura 1-15: Impacto del exceso de aire y aire precalentado.....	49
Figura 1-16: Impacto del exceso de aire y aire precalentado.....	49
Figura 1-17: Intercambiador de calor en contraflujo.....	51
Figura 1-18: Economizador en Thermolib.....	51
Figura 1-19: Simulación de calderín superior e inferior.....	56
Figura 1-20: Bloque de controles.....	59
Figura 1-21: Control de nivel.....	60
Figura 1-22: Control de presión.....	60
Figura 1-23: Control flujo de combustible.....	61
Figura 1-24: Control temperatura de vapor.....	61
Figura 1-25: Control temperatura de aire.....	62
Figura 1-26: Simulación final ciclo de vapor.....	63
Figura 1-27: Simulación final caldera.....	64
Figura 1-28: Diagrama T-s.....	69
Figura 1-29: Diagrama T-s.....	69
Figura 2-1: Ejemplo de diagrama ISA y SAMA simplificado.....	77
Figura 2-2: Comparación entre diagramas conceptual ISA y SAMA para control de flujo.....	85
Figura 2-3: Topología de un lazo de corriente.....	86
Figura 2-4: Lazo de control de flujo, visto desde el transmisor de señales.....	87
Figura 2-5: Esquema básico de una caldera.....	89
Figura 2-6: Control temperatura de agua en lazo cerrado.....	90
Figura 2-7: Relación agua/vapor y nivel.....	93
Figura 2-8: Influencia del nivel sobre el flujo de agua y vapor.....	94
Figura 2-9: Control de nivel a tres elementos.....	95
Figura 2-10: Caldera a presión.....	99
Figura 2-11: Caldera de tiro balanceado.....	99
Figura 2-12: Caída de presión en calderas.....	100
Figura 2-13: Control aire de combustión.....	101
Figura 2-14: Control de tiro balanceado.....	103

Figura 2-15: Esparcidor mecánico de bagazo.....	104
Figura 2-16: Demanda de fuego.....	106
Figura 2-17: Mecanismo de control por el lado de agua.....	108
Figura 2-18: Mecanismo de control del punto de rocío.....	109
Figura 2-19: Control de elemento simple (A)Temperatura de vapor, (B)Punto de rocío.....	110
Figura 2-20: Cristales de reflexión en medidores de nivel.....	112
Figura 2-21: Transmisor de nivel.....	113
Figura 2-22: Placa de orificio a través de una tubería con transmisor de flujo.....	115
Figura 2-23: Instalaciones correctas para la medida de vapor.....	116
Figura 2-24: F.E.M Seebeck.....	117
Figura 2-25: Efecto Peltier.....	118
Figura 2-26: Medidor de temperatura con termopar.....	119
Figura 2-27: Medidor de temperatura con termorresistencia.....	123
Figura 2-28: Transmisión de temperatura.....	124
Figura 2-29: Sonda lambda de zirconio.....	125
Figura 2-30: Sonda lambda de titanio.....	126
Figura 2-31: Actuador neumático con controlador y posicionador	128
Figura 2-32: Columna de líquido.....	129
Figura 2-33: Columnas de agua en varias zonas de la caldera.....	130
Figura 2-34: Secuencia de enclavamiento.....	131
Figura 2-35: Pistón actuador para damper.....	132
Figura 2-36: Atemperador + válvula de control.....	133
Figura 2-37: Sistema de control distribuido.....	138
Figura 2-38: Gabinete de controlador.....	144
Figura 2-39: Interfaz al operador enlazada al controlador.....	144
Figura 2-40: Estructura general del programa en PLC.....	146
Figura 2-41: Pantalla de “INICIO”.....	147
Figura 2-42: Pantalla de monitoreo.....	148
Figura 2-43: Pantalla curvas en control de nivel, sin ejecutar simulación.....	149
Figura 2-44: Pantalla "CONFIGURACIÓN".....	150
Figura 2-45: Pantalla de “PROPIEDADES”.....	151
Figura 2-46: Interpolación altura: nivel.....	157
Figura 2-47: Interpolación nivel: presión.....	159
Figura 2-48: Vista interna del bloque “Nivel del calderín”.....	159
Figura 2-49: Diagrama T-S.....	163
Figura 2-50: Curva control de nivel.....	164
Figura 2-51: Ingreso de usuario.....	164
Figura 2-52: Sistema de control en modo manual.....	165
Figura 2-53: Archivo cargado a PLCSIM.....	165
Figura 2-54: Curvas en un instante de la simulación.....	166
Figura 2-55: Bloque SCALE, nivel 50%	166
Figura 2-56: Muestra Estado de emergencia.....	167
Figura 2-57: Estado de alarma por nivel alto.....	168
Figura 3-1: Partes mecánicas VU-40.....	178
Figura 3-2: Diseño computarizado.....	178
Figura 3-3: Calderas auxiliares.....	183
Figura 3-4: Control maestro.....	184
Figura 3-5: Ejemplo de cotización.....	185
Figura 4-1: Puntos de medición durante los ensayos.....	194

Índice de tablas

Tabla 1-1: Resumen de análisis aproximado.....	30
Tabla 1-2: Resumen de análisis definitivo.....	30
Tabla 1-3: Comparación de resultados.....	42
Tabla 1-4: Muestras de CO ₂ , O ₂ y temperatura.....	43
Tabla 1-5: Comparación de resultados.....	54
Tabla 1-6: Comparación de resultados.....	70
Tabla 2-1: Principales letras de identificación.....	78
Tabla 2-2: Instrumentación general o simbología de función.....	79
Tabla 2-3: Principales elementos de control.....	80
Tabla 2-4: Principales símbolos de funciones SAMA.....	81
Tabla 2-5: Bloques de función y designación de funciones.....	82
Tabla 2-6: Ventajas y limitaciones para placas de orificio.....	116
Tabla 2-7: Tipos de termopares.....	120
Tabla 2-8: Comparación entre sensor RTD y Termopar.....	124
Tabla 2-9: Materiales para atemperadores.....	134
Tabla 2-10: Costo relativo y características de cada atemperador.....	134
Tabla 2-11: Tabla de variables estándar.....	152
Tabla 2-12: Tabla de variables estándar HMI.....	155
Tabla 2-13: Parámetros de los controladores.....	160
Tabla 3-1: Parámetros típicos de calderas radiantes.....	173
Tabla 3-2: Etapas de proyecto generador de vapor.....	173
Tabla 3-3: Equipo a instalar.....	179
Tabla 3-4: Cargos sociales.....	179
Tabla 3-5: Salario efectivo para un mes de duración.....	180
Tabla 3-6: Presupuesto aproximado total.....	180
Tabla 3-7: Activos 2012-2014 en ingenio El Ángel.....	186
Tabla 3-8: Pasivos 2012-2014 en ingenio El Ángel	187
Tabla 4-1: Ventajas y desventajas para métodos de rendimiento.....	196
Tabla 4-2: Ventas de accesorios de caldera.....	197

PREFACIO

Con los avances en el sector de la agroindustria azucarera ya no solo se puede pensar en productos alimenticios como derivados de la caña de azúcar; ha sido un reto para países que cultivan caña de azúcar poder desarrollar e implementar tecnologías capaces de obtener subproductos después de producir azúcar (como producto principal) a modo de obtener la menor cantidad de desperdicio, los desechos pueden servir más allá como alimento para animales de ganado o abono para terrenos. Hay muchas formas en como puede ser aprovechada la caña de azúcar y el bagazo desde la obtención de combustible hasta la generación de energía eléctrica (por cogeneración) y productos biodegradables como la fabricación de papel a partir de la fibra de la caña de azúcar.

El Salvador ha hecho su apuesta en aprovechar el bagazo de la caña de azúcar para la obtención de energía eléctrica en el desarrollo de energías renovables a partir de biomasa, adicionalmente se evaluó el potencial de la cáscara de café y la cascara de arroz siendo la el bagazo el recurso agrícola con mayor capacidad y potencial para generar energía.

En ese ámbito, las calderas se han hecho su lugar en espacios como los ingenios. Anteriormente una caldera industrial generadora de vapor era imprescindible que estuviera cerca de alguna mina de carbón como parte de la planta eléctrica; su diseño para quemar combustible sólido la hace compatible con cualquier otro combustible sólido. Hoy en día la quema de carbón es una práctica mal vista y el uso de biomasa para producir energía como alternativa al uso de combustible fósil ha significado de algún modo que el uso de calderas prevalece al uso de energías alternativas; ahora una planta eléctrica puede ser hallada en un ingenio con varias calderas generando vapor usando bagazo como combustible principal, en ese sentido la industria azucarera debe adoptar la implementación de buenas prácticas para el uso de calderas aplicada en la industria de generación eléctrica.

Con lo anterior, el estudio de las propiedades del bagazo cobra gran importancia en herramientas computacionales de cálculo, diseño y simulación de calderas como idea principal en el desarrollo de este presente trabajo, para cada etapa de este proyecto han sido tomada en cuenta algunas normas con el fin de alcanzar cotas de realismo en la simulación, entendiéndose por “realismo” a verdaderos sistemas de simulación que se ven en plantas generadoras de vapor que se usan como proyectos para capacitar a personal en entrenamiento para la operación de calderas.

INTRODUCCIÓN

La introducción de plantas eléctricas en ingenios se vuelve cada vez más popular debido a la buena reputación que ha ganado las energías renovables en contraste a la energía obtenida de derivados de petróleo. Asimismo cualquier otro sector de la industria con la capacidad de adoptar este tipo de energías tienen muchos aspectos a su favor desde el visto bueno de la sociedad hasta beneficio de parte de las autoridades gubernamentales de la nación. En ese sentido, los ingenios son quienes mejor saben esto y gracias a la cogeneración es que pueden generar energía eléctrica para su propio consumo y suministrar energía a la red eléctrica el excedente usando el bagazo de caña como combustible principal.

Tal afirmación parece difícil de demostrar si no se tiene un equipo real puesto en marcha, aun así, ha sido posible demostrarlo simulando un modelo genérico de caldera aplicado a un ciclo Rankine usando Matlab. Los resultados obtenidos son comparados con estudios de modelos reales para demostrar la similitud en el comportamiento termodinámico y el desarrollo de la simulación es presentado en el capítulo I. Posteriormente se plantea la simulación de un sistema de control basado en PLC limitados al control únicamente del generador de vapor. Al no contar con ningún entorno de prueba real, se aprovecha el modelo de caldera diseñado del capítulo I para simular lecturas de datos provenientes de los sensores y poder comprobar la lógica de control implementada en el PLC y es idea general presentada en el capítulo II.

Otra aspecto tomado en cuenta ha sido el factor económico que conlleva implementar el sistema de control presentado en el capítulo II como si se tratará de un proyecto real. Se sabe de antemano que un proyecto de tal magnitud requiere de una alta inversión, por lo que en el capítulo III solo se hace mención de los aspectos a tomar en cuenta en el presupuesto y proyectos alternativas a considerar.

Finalmente en el capítulo IV, se hace mención a algunas recomendaciones propuestas por el CNE y como tal se presentan en nuestras conclusiones como aplicamos algunas de estas mismas normas. Añadido a eso se presentan también algunas sugerencias a mejoras nuestro proyecto así como opciones de parámetros de ejecución en la simulación más complejas.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El último reporte sobre inventarios y caracterización de calderas en El Salvador fue realizado en diciembre 2014, los resultantes fueron bastante relevantes al establecer (en aquel entonces) que de 1,502 registros de calderas, solamente 947 pueden ser caracterizadas. Aunque de por sí el informe es bastante generalizado y deja muchas dudas sin resolver, se mencionan los puntos destacados que solicitan la información para poder realizar dicho inventario. Es importante destacar que la mayoría de las causas que no pudo ser registrada una caldera fue por falta de información técnica. En ese sentido, se vuelve una tarea muy compleja para un perito de caldera determinar algunas especificaciones técnicas sino se tiene registros de datos. Una hoja de datos técnico no aporta nada si la información no puede ser corroborada por las instituciones pertinentes, en ese sentido le corresponde al Ministerio de Trabajo y Previsión Social (MTPS), a través de su Oficina de Información y Respuesta inventariar calderas a nivel nacional.

El informe hace mención también de la determinación de la eficiencia energética de calderas por métodos de balance de energía y el método de entrada y salida, para ambos métodos se requieren de arduas mediciones que en la práctica son difíciles de realizar, sumado al hecho que algunas pérdidas deben estimadas. Todos estos factores vuelven aun más compleja la labor de un perito de caldera o cualquier persona que realiza labores relacionadas a calderas.

Resumiendo todo lo anterior, se puede intuir que en relación al estudio de calderas no se está aprovechando de manera eficiente el uso de herramientas de control, seguimiento y medición para la caracterización de calderas en El Salvador

JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Se puede hacer uso de carbón, energía nuclear o hasta energía solar para hervir agua y así aprovecharla para convertir energía térmica a energía mecánica y convertir ésta en energía eléctrica que tiene una demanda cada vez mayor, por ello es importante hacer una investigación sobre el uso de tecnologías que hacen posible estos procesos de conversión de energía. El uso de calderas desde la revolución industrial hasta la actualidad siempre se han visto implicadas en la obtención de energía térmica por lo que la evolución de este proceso obliga a realizar mejoras en el desempeño de las calderas con enfoques a reducir los niveles de contaminación que emiten y mejorar su desempeño.

Actualmente, empresas que operan en el sector industrial ofrecen calderas con su propio sistema de control, pero han visto un negocio en ofrecer soluciones para el control de agua, sistemas de combustión y medición de flujos de aire en calderas de vapor, por lo cual es un reto para los ingenieros electricistas conocer el funcionamiento de este tipo de sistemas para ofrecer soluciones realmente competitivas que mejoren la eficiencia en plantas generadoras de vapor que hacen uso de calderas.

ALCANCES

Una estrategia adecuada de control para automatizar calderas puede presentar muchos beneficios comparados a controles manuales; en este trabajo de graduación se pretende alcanzar a diseñar un sistema de indicación y control electrónico de caldera, las ventajas que abarcan implementar este sistema van desde ahorros en costos de operación que mejoran la eficiencia de calderas hasta ahorros en coste de mantenimientos programados. A su vez se pretende facilitar el registro de datos y eventos no deseados para crear informes de tendencias y activar sistemas de alarmas.

OBJETIVOS

I. Objetivo general.

- Obtener el diseño y simulación mediante software Matlab/Simulink un sistema de control automático para calderas .

II. Objetivos específicos.

- Diseñar y simular un sistema de control para una caldera conformado por los elementos de: control de agua de alimentación, control de demanda de aire/combustible y control de temperatura.
- Verificar que el diseño de control para una caldera cumpla con las normas salvadoreñas del reglamento para la verificación del funcionamiento y mantenimiento de generadores de vapor y recipientes sujetos a presión; a su vez tomar en cuenta las propuestas hechas por el CNE para mejorar la eficiencia, cantidad y calidad de emisiones.
- Realizar un estudio económico para la implementación de un sistema de control automatizado en una caldera.

ANTECEDENTES

Básicamente una caldera consiste en un recipiente cerrado en el cual el agua o algún otro líquido se evapora en forma continua por la aplicación de calor, el cual se obtiene mediante la quema de combustible como gas natural, gas licuado de petróleo, diésel, carbón, biomasa o usando hasta una resistencia calefactora.

En la revolución industrial, una caldera era el corazón de una máquina de vapor y ésta tenía aplicaciones en la industria textil, barcos de vapor, ferrocarriles y bombas de vapor. Con el paso del tiempo se ha extendido el uso de calderas para la generación de calor como la cocción o purificación de alimentos, esterilización de instrumentos en la industria hospitalaria, obtención de agua sanitaria, procesos de aceleración de fermentación de materia orgánica y hasta la generación de energía mediante procesos térmicos.

MARCO TEÓRICO

I. Introducción a la simulación de centrales eléctricas

Hay muchas formas de abordar modelos de procesos en centrales eléctricas dependiendo del punto de vista para la finalidad a la que se destine el modelo. Aquí nos limitaremos a la construcción de un modelo genérico que permita la simulación del sistema en una amplia gama de operaciones basado únicamente en principios de la termodinámica y datos de diseño. Este tipo de metodología conduce naturalmente a un enfoque de estructuras que modelan componentes de una planta y de sus interconexiones, esto permite realizar sin ningún riesgo aplicar métodos de prueba y error para la obtención de datos meramente experimentales. Por lo general, este tipo de datos no se utilizan para identificar un sistema real, sino más bien para validar el modelo. En ese sentido, los modelos aplicados acá, podrían ser clasificados como dinámicos, es decir, son capaces de predecir respuestas transitorias. No obstante, dado que la dinámica de las centrales eléctricas funciona en una gama de escalas en el tiempo, es recomendable centrarse en un modelo dinámico en un horizonte definido, es decir, buscar la precisión del modelo en una escala intermedia suponiendo que los terminales de computo sobre los que se realiza una simulación son limitados en memoria y poder de cálculo. Así pues a lo largo de los primeros capítulos se introducen los conceptos básicos de la modelación de un ciclo de potencia para posteriormente aplicarlo a un modelo más realista del sistema de control.

II. Modelado orientado a objetos

En el ámbito de la programación, se discute mucho cual paradigma es mejor, si la programación orientada a objetos o la clásica programación estructurada; sin entrar de lleno a este debate, no hay que confundir los conceptos de “Modelo Orientado a Objetos”(POO) con “Modelado Orientado a Objetos”(MOO) aunque ambos estén relacionados al paradigma orientado a objetos.

El modelado orientado a objetos es una técnica de especificación semiformal al contener una parte intrínseca asociada a una notación gráfica. Históricamente, se pueden distinguir tres grandes “generaciones” cronológicas de técnicas modeladas a objetos:

- *Primera generación:* pequeños grupos desarrollaban técnicas que resolvían problemas que se encontraban de primera mano en los proyectos de desarrollo orientado a objetos. En esta generación se incluye a autores y técnicas como Rumbaugh, Jacobson, Booch, los métodos formales, Shlaer-Mellor y Yourdon-Coad.
- *Segunda generación:* se reconoció que muchas de las mejores prácticas pertenecían a diferentes métodos del fragmentado terreno de la metodología orientada a objetos. Se realizaron múltiples intentos para integrar dichas técnicas en marcos coherentes tales como FUSION. En cualquier caso, la comunidad del software orientado a objetos empezaba a reconocer los beneficios que la standarización de las técnicas conllevaría: abandono de las "buenas" formas de hacer las cosas en favor de "la" manera adecuada, que permitiría un lenguaje y unas prácticas comunes entre los diferentes desarrolladores.
- *Tercera generación:* consiste en intentos creíbles de crear dicho lenguaje unificado por la industria, cuyo mejor ejemplo es UML

El lenguaje de Modelado Unificado (UML) es un lenguaje estándar para poner por escrito un proyecto de sistema y es parte del método de desarrollo del sistema. Puede usarse para visualizar, especificar, construir y documentar un sistema complejo y por tratarse de un lenguaje modelado, su vocabulario y normas se enfocan a la representación conceptual y física del sistema.

El lenguaje UML tiene por objetivo construir, no es un lenguaje de programación visual, pero sus modelos pueden conectarse directamente a diversos lenguajes de programación como JAVA, C++, Visual Basic o incluso tablas de una base de datos relacional o en el archivo persistente de una base de datos orientada a objetos. Esta proyección permite generar código en un lenguaje de programación a partir de un modelo UML. En general, las técnicas UML se pueden resumir en tres pasos:

- La definición de puertos físicos (también denominados terminales) como la interfaz estándar para conectar un determinado modelo de componentes, a fin de reproducir la estructura del sistema físico.
- La definición de modelos de forma no casual que permitan la reutilización, la abstracción y la conexión incondicional.
- La independencia mutua de la interfaz del modelo (puertos físicos) y su descripción interna.

Si se tratara de la simulación por estructuración de modelos para una central eléctrica en un clásico ciclo Rankine, los principales subsistemas a simular serían el generador de vapor (o caldera), la turbina de vapor, el ciclo de agua condensada y el subsistema eléctrico. La estructura del subsistema eléctrico de la central no es relevante para las características principales de una unidad de potencia, por lo que concierne al subsistema eléctrico se simplificará drásticamente considerando únicamente el equilibrio electromecánico del alternador. Simular las unidades de potencia mediante la agregación de modelos de componentes es muy conveniente porque refleja la disposición física de la planta y mejora la reutilización de los programas informáticos de modelización. Los componentes de la planta pueden clasificarse primero mirando el subsistema al que pertenecen y luego considerando la naturaleza de las transformaciones de proceso que implementan.

Algunos paquetes de software más completos que emplean modelos dinámicos para ingeniería son:

- *MODELICA*: es un lenguaje de modelado orientado a objetos, declarativo y multidominio para el modelado orientado a componentes de sistemas complejos, por ejemplo, sistemas que contienen subcomponentes mecánicos, eléctricos, electrónicos, hidráulicos, térmicos, de control, de energía eléctrica o orientados a procesos.
- *DYMOLA*: se define como un laboratorio de modelado dinámico, es una completa herramienta de modelado y simulación de sistemas integrados y complejos para utilizar en los sectores aeroespacial, de automoción, robótica y de procesos. Tiene la ventaja de contar con capacidades de ingeniería multidisciplinar, lo que significa que permite crear modelos formados por componentes de distintas áreas de la ingeniería consiguiendo de ese modo modelos de sistemas completos que representan mejor el mundo real.
- *SIMULINK*: Si los sistemas modelados están gobernados por relaciones matemáticas, un entorno matemático es capaz de simular por modelización una representación virtual de un sistema real. Simulink es la parte de Matlab encargada de simular modelos de sistemas en

diferentes dominios mediante bloques prediseñados. Los alcances que ha logrado Matlab han sido tan ambiciosos que reúne varios lenguajes de programación para poder interpretarlos en su entorno, de esa forma, es posible combinar modelos en una simulación a nivel de sistemas interconectados aunque no se hayan creado en Simulink.

III. Modelado de sistemas de control distribuido

Un sistema de control distribuido (DCS), es un sistema de control aplicado a procesos industriales complejos en las grandes industrias. Una central eléctrica contiene un DCS muy complejo en el que intervienen muchos y miles de señales y que se especifican mediante cientos de diagramas de E/S(entradas y salidas) recogidos en una base de datos. La especificación del sistema se expresa generalmente mediante diagramas de bloques funcionales, basados en algunas normas internacionales. Los diagramas de bloques, que conciernen tanto a las funciones de control lógico como a las de control de modulación, pueden considerarse en realidad como una especificación de software de control. Debido al papel esencial de la automatización en las centrales eléctricas modernas, la correcta simulación del DCS es necesaria para evaluar el rendimiento de las centrales eléctricas durante la fase de diseño.

Hay dos enfoques posibles para la modelización de DCS:

1. Reproducir la especificación de control con una correspondencia uno a uno de bloques (al menos para las áreas funcionales que se investigan), utilizando así una biblioteca de control adaptada a la norma internacional apropiada.
2. Describir la estrategia de control suponiendo una equivalencia funcional (compleja) que consista en bloques de control en cascada por una función de control global que aplique el mismo concepto de control, ignorando los detalles de equipo e instrumentación.

En el segundo caso, las funciones de control pueden simularse mediante una biblioteca más sencilla que consista en bloques genéricos (lead-lag, PID, etc.), ignorando la mayoría de las señales auxiliares dedicadas a la lógica, los enclavamientos, la protección, etc. En ese sentido, incluso la naturaleza digital del sistema de control real puede no ser relevante, de modo que incluso los componentes de control se traten como sistemas dinámicos en tiempo continuo. El enfoque basado en la equivalencia funcional requiere que el analista desarrolle una traducción subjetiva del esquema de control original en un equivalente funcional compacto, respetando al mismo tiempo el concepto de control de proceso. Se aplica ampliamente para comprobar las estrategias de control en las primeras etapas de diseño, pero no se garantiza la validez del modelo; los problemas de aplicación no son críticos, sobre todo porque a menudo no es necesario simular los acontecimientos (incluidos los relacionados con el proceso de muestreo)

Sin embargo, la modelización detallada de las especificaciones o diseño de los programas informáticos de control es muy importante cuando se necesita una verificación real del DCS. Entonces, es necesario abordar dos problemas importantes:

1. Considerar la complejidad del sistema con un apoyo adecuado para el análisis.
2. Reconocer los sistemas que combinan la simulación del proceso continuo con los sucesos, es decir, los sistemas híbridos.

Una modelización detallada de los DCS se suele abordar en dos etapas:

1. Construir una biblioteca de control compatible con la norma industrial seleccionada.
2. Ensamblar diagramas de bloques utilizando las construcciones proporcionadas por el lenguaje de modelización para la agregación del modelo, posiblemente de la misma manera que lo hacen los instrumentos de Diseño Asistido por Computadora (CAD).

La aplicación del procedimiento en dos etapas para los sistemas de tamaño real requiere que el lenguaje de modelización esté dotado de bibliotecas y paradigmas orientadas al control, en particular para ocuparse de los bloques de tiempo discreto, impulsados por eventos lógicos. Matlab/Simulink incluye soporte para modelar sistemas DCS desde el enfoque de equivalencia funcional, las librerías de Simulink están repletas de bloques funcionales como PID, operadores lógicos, booleanos, etc. y todas la herramientas necesarias para implementar un diseño DCS a una simulación de central eléctrica.

IV. Controladores Lógicos Programables en DCS

La implementación de algoritmos PID en Controladores Lógicos Programables(PLC) los ha echo ganar protagonismo en sistemas DCS reales. Entendiéndose como “Nodos” a un conjunto de controles PID en un DCS; cientos o miles de cables provenientes de instrumentos de medición solo tienen que llegar hasta nodos distribuidos cerca de la planta de proceso en lugar de llegar hasta la sala de control centralizada y unicamente llegan a la sala de control los cables de enlace con nodos. Ahora es posible aplicar redundancia entre PLC como nodos distribuidos y no afectar la operación de controles críticos. Los PLC modernos en hardware y la red es posible imitar un completo sistema de DCS con elementos genéricos.

No obstante, es lógico asumir que por defecto una central eléctrica cuenta con su propio DCS de fabrica donde cada elemento ha sido programada para trabajar en conjunto con determinados elementos y parámetros de operación, es decir toda la tecnología se encuentra restringida a lo que el fabricante imponga y a pesar de toda la tecnología disponible en un PLC, no es justo comparar un sistema original integrado en software y hardware de un DCS con todas sus prestaciones comparado a implementar un DCS usando PLC. En otras palabras, es todo un reto para el personal de ingeniería desarrollar un proyecto de DCS puesto que se debe estar preparado en invertir tiempo, dinero y esfuerzo programando equipos para tratar de emular el mismo nivel de funcionalidad y potencia de un DCS configurado y desarrollado para una planta de proceso.

CAPÍTULO I: Características físicas de una caldera

1.1 Generalidades

1.1.1 Generalidades de las calderas de biomasa

En general una caldera se considera como un intercambiador de calor donde la energía se genera por un proceso de combustión o por calor contenido en el gas que circula a través de la misma. Este calor es suministrado a un fluido que se calienta o vaporiza para luego ser transportado a un dispositivo de consumo el cual otorgará su energía. En un sentido físico una caldera convierte la energía química del combustible en energía térmica o la energía de gases calientes en energía térmica cuando no intervienen combustibles líquidos, gaseosos o sólidos .

Existen diversas formas de calderas que pueden ser caracterizadas por diferentes aspectos como la disposición de sus fluidos, transmisión de calor, tipo de combustible y muchos otros aspectos. Este trabajo de graduación esta enfocado en el estudio de calderas de tubos de agua usando biomasa como combustible (bagazo de caña para ser preciso) con la finalidad de producir vapor en sistemas de cogeneración.

Una caldera que produce vapor sobrecalentado se le conoce también como “generador de vapor” y por lo general son calderas del tipo acuotubulares (tubos de agua) para procesos de generación de energía. El esquema general de un generador de vapor se muestra en la figura 1-1 donde se ve una serie de complejos circuitos de tubos donde circula agua, vapor o una mezcla de ambos y por el exterior circulan los humos producto de la combustión.

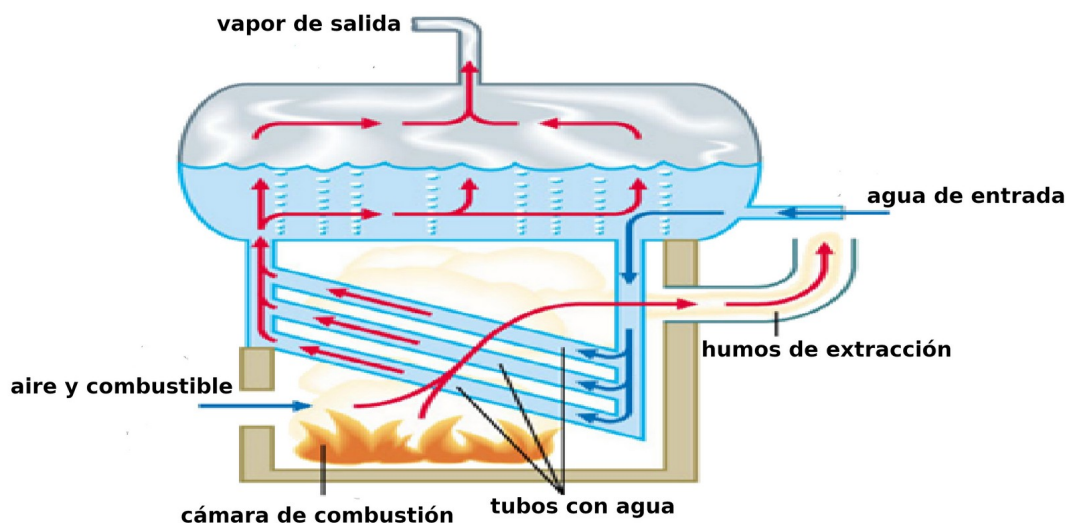
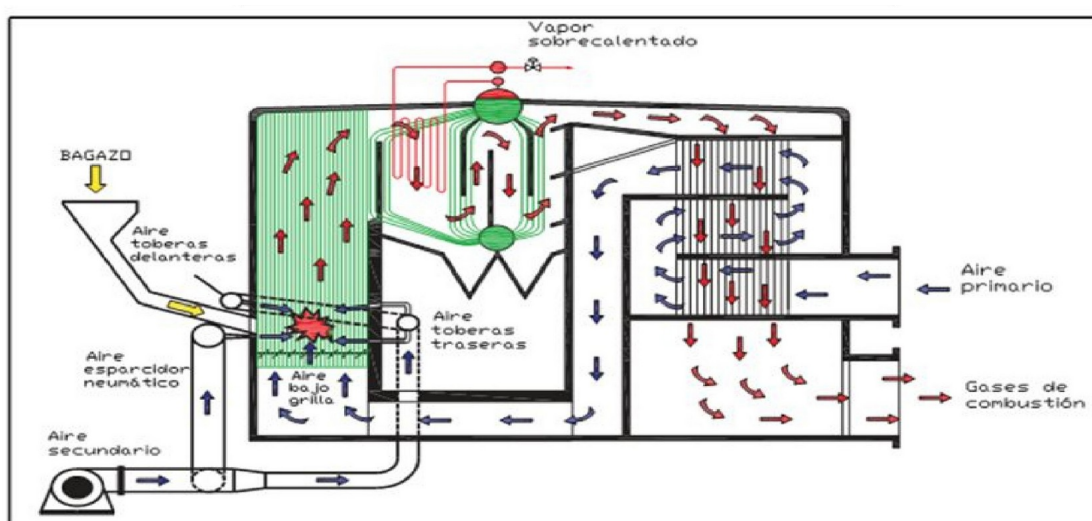


Figura 1-1: Esquema general de una caldera acuotubular (Fuente: propia).

Para generadores de vapor que usan combustible sólido, la cámara de combustión es mucho más compleja y por lo general se recurre al fenómeno de lecho fluidizado para que el combustible sólido este en condiciones apropiadas para comportarse como un fluido. La forma de hacer combustión

consiste en colocar el combustible: biomasa, carbón, entre otros sobre una cama o lecho fluido de cenizas, piedra caliza, etc. en donde por transferencia de calor se calienta el combustible sólido mientras se bombea aire hacia arriba para la formación de remolinos favoreciendo la mezcla del gas y combustible.

Un esquema mas detallado se muestra en la figura 1-2, acá se muestra adicionalmente el flujo de aire circulando al exterior de los tubos de agua dentro de la caldera encontrándose en algunas zonas con los gases de combustión para la formación de aire precalentado. La cámara de combustión ahora muestra como el ingreso del combustible sólido (bagazo) es prácticamente quemado mientras flota o queda suspendido por el aire precalentado que entra a la cámara de combustión o simplemente llamado “hogar”.



*Figura 1-2: Esquema de caldera con bagazo como combustible
(Fuente: <https://portalelectromecanico.com>).*

1.1.2 Cogeneración en ingenios azucareros

Se define como cogeneración a la producción secuencial de dos formas de energía útil a partir de una misma fuente primaria o combustible. Estas dos formas de energía útil son generalmente energía térmica y fuerza motriz.

Existen dos ciclos básicos en cogeneración: ciclo superior o “topping cycle” y ciclo inferior o “bottoming cycle”. El ciclo superior, de cabeza o topping cycle, tiene por objetivo principal producir electricidad y como objetivo secundario aprovechar parte de los calores residuales de la máquina térmica como energía útil en procesos térmicos secundarios. El ciclo inferior, de cola o bottoming cycle, tiene por objetivo principal producir calor de proceso, y como objetivo secundario aprovechar los calores residuales en una máquina térmica para producir electricidad.

En la industria azucarera, los ingenios aprovechan mejor el ciclo superior (figura 1-3) y para las máquinas térmicas el ciclo termodinámico mejor usado es el ciclo Rankine con vapor sobrecalentado y con turbinas de contrapresión de las que su vapor de escape es utilizado para

proporcionar la energía térmica requerida por el proceso, actuando los equipos consumidores como condensadores a presión.

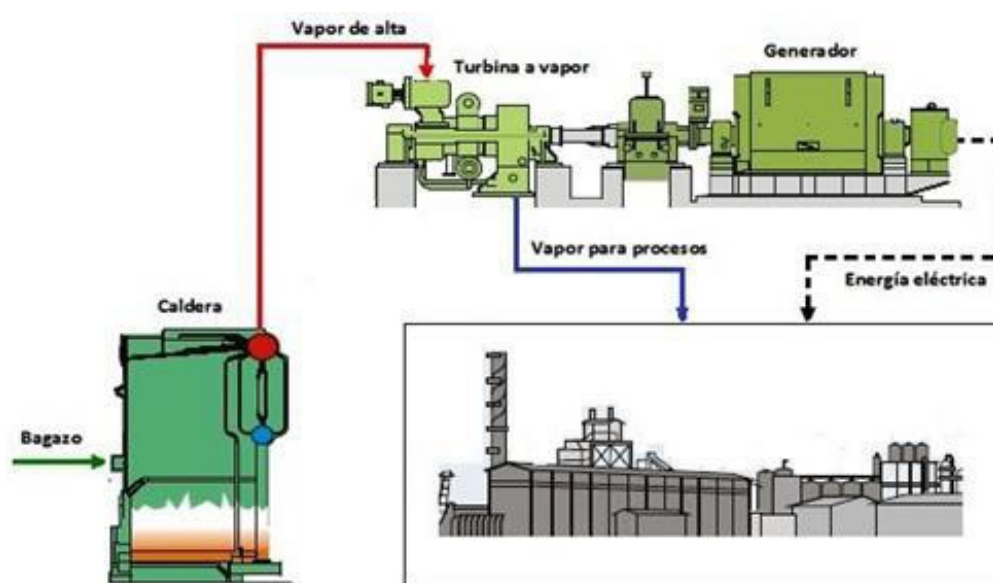


Figura 1-3: Ciclo superior (Fuente: Carlos O Alderetes)

El consumo de potencia y de energía térmica en los ingenios y la relación entre estas dos demandas, depende de numerosas variables que podrán hacer variar estas proporciones dentro de ciertos rangos que deberán ser tenidos en cuenta a la hora de efectuar procesos de análisis de mercado energético entre distintas fábricas. Entre estas variables se pueden señalar:

1. Variedad de caña y porcentaje de fibra
2. Tipo de cosecha de caña, contenido de basura , etc.
3. Limpieza de la caña antes de su molienda
4. Tipo de accionamiento de las maquinarias y equipos (turbina, motor eléctrico)
5. Presión y contrapresión de trabajo en turbogeneradores y turbinas de mando
6. Tipo de equipos y esquema de evaporación-calentamiento
7. Tipo de equipos y sistema de vacío usado
8. Refinería, destilería y deshidratadora anexas
9. Tiempo aprovechado
10. Tipo de calderas y combustibles utilizados. Condiciones de operación
11. Sistema de recuperación de condensados y agua de reposición
12. Equipos de control de contaminación ambiental en calderas

1.1.3 Uso del bagazo de caña de azúcar

Las plantas que existen sobre la superficie de la Tierra son capaces de almacenar a través de la fotosíntesis una cantidad de energía 10 veces mayor que el consumo mundial, y unas 200 más que la energía total de los alimentos que utiliza el hombre. En un sentido general, este proceso natural de energía se almacena en forma de biomasa, se libera oxígeno hacia la atmósfera y se fija dióxido de carbono tal como lo muestra la figura 1-4.

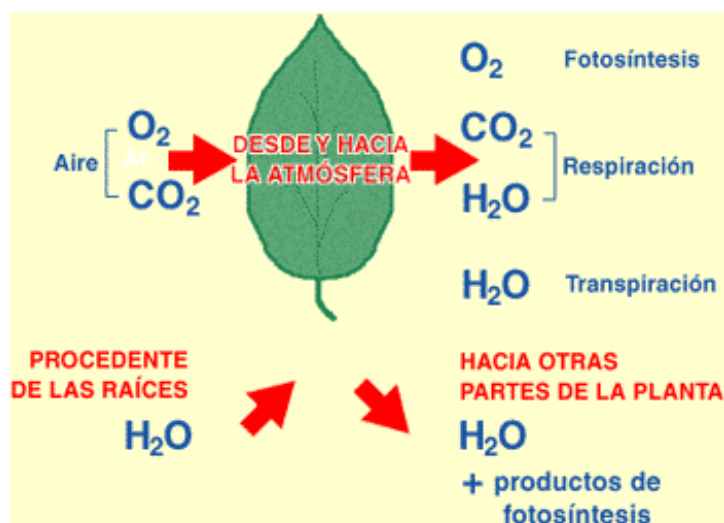
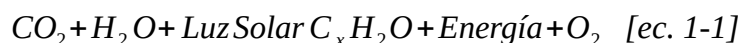
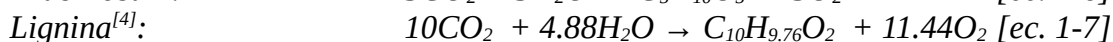
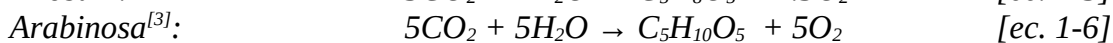
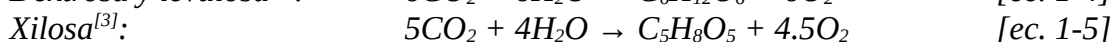
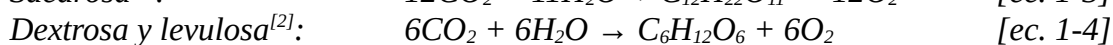
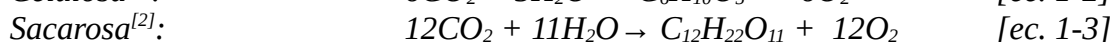
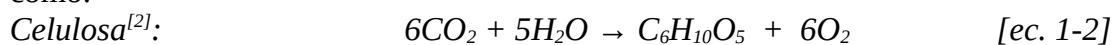


Figura 1-4: Fotosíntesis global (Fuente: <http://soplontecnologico.blogspot.com>)

Una forma de caracterizar los diferentes productos obtenidos en forma de biomasa a partir de las plantas es^[1]:



Para el caso de la caña de azúcar, la ventaja que tiene comparada a otros cultivos en cuanto al almacenamiento de energía proveniente de la radiación solar es la variedad de formas de biomasa como:



Estos componentes son polímeros naturales constituidos por diferentes proporciones de carbono, hidrógeno y oxígeno, con diferentes contenidos energéticos y reactividad química; su obtención implican procesos de transformación de la caña de azúcar que producen como consecuencia desechos y residuos como el bagazo proveniente de la molienda de la caña, y sus principales componentes son celulosa, azúcares y agua.

En la actualidad, la Industria Azucarera Salvadoreña aprovecha el bagazo en época de zafra para la cogeneración, las plantas de energía que procesan el bagazo producen alrededor de 25 megavatios de energía, de esos, 10.5 megavatios son usados para autoconsumo y el resto tiene como destino la red eléctrica nacional^[5].

1.1.4 Composición química del bagazo

A diferencia de otros combustibles, para el bagazo de caña de azúcar como combustible no hay una composición exacta que defina sus características como combustibles; en la obra de Carlos O. Alderetes^[6] se argumenta que los estándares internacionales ASTM o ISO usadas para la determinación de la composición de carbón mineral o biomasa, pueden ser adaptadas para el bagazo sin alterar la confiabilidad de estos. Estos análisis se conocen como:

Análisis aproximado (ASTM D3172/73/74/75 ISO 17246-2010): sirve para determinar el contenido de humedad, cenizas y materia volátil y por cálculo el contenido de carbono fijo. Esto permite conocer la relación entre el contenido combustible y no combustible. En la tabla 1-1 se muestra el resumen de los valores típicos obtenidos del análisis aproximado de varios autores:

Autor	% Carbono fijo	% Material volátil	% Cenizas	% Humedad
Rein	12.40	83.43	4.17	52.00
Hassuani	18.00	79.90	2.10	50.20
Chen	13.72	83.33	2.95	49.00
Wienese	22.00	70.00	8.00	50.00
Cortez et. al	15.80	81.7	2.50	49.9

Tabla 1-1: Resumen de análisis aproximado (Fuente: Carlos O. Alderetes)

Análisis definitivo (ASTM D3176 ISO 17247-2010): sirve para determinar la composición en peso del combustible por determinación de carbono, hidrogeno, nitrógeno, oxígeno y sulfuros y cloruros. En la tabla 1-2 se muestra el resumen de los valores típicos obtenidos del análisis relativo de varios autores, como comentario se puede decir que a pesar de ser métodos adaptados de otro combustibles, los valores demuestran similitud por lo que se consideran valederos y pueden servir como referencia para otros estudios.

Autor	% C	% H	% O	% N	% S	% Ceniza
Deer	46.5	6.5	46.0	-	-	1.0
Tromp	44.0	6.0	48.0	-	-	2.0
Hugot	47.0	6.5	44.0	-	-	2.5
Chenú	46.4	6.4	44.2	-	-	3.0
Copersucar	49.5	6.2	44.3	-	-	-
Wienese	44.3	5.7	42.0	-	-	4.0
Gabra et.al	45.2	5.4	41.8	0.2	0.0	-
US DOE	48.4	6.0	41.6	0.2	0.0	-

Tabla 1-2: Resumen de análisis definitivo (Fuente: Carlos O. Alderetes)

Poder calorífico bruto superior (ASTM D2015/D5865 ISO 1928): sirve para determinar en forma directa por medio de bomba calorimétrica el poder calorífico superior y por calculo el poder calorífico inferior del combustible. Con este método es posible obtener una relación lineal entre la

humedad y el poder calorífico del bagazo, como ejemplo se muestra la grafica de la figura 1-5 obtenida de un estudio del bagazo realizado en Colombia^[7] para determinar su poder calorífico.

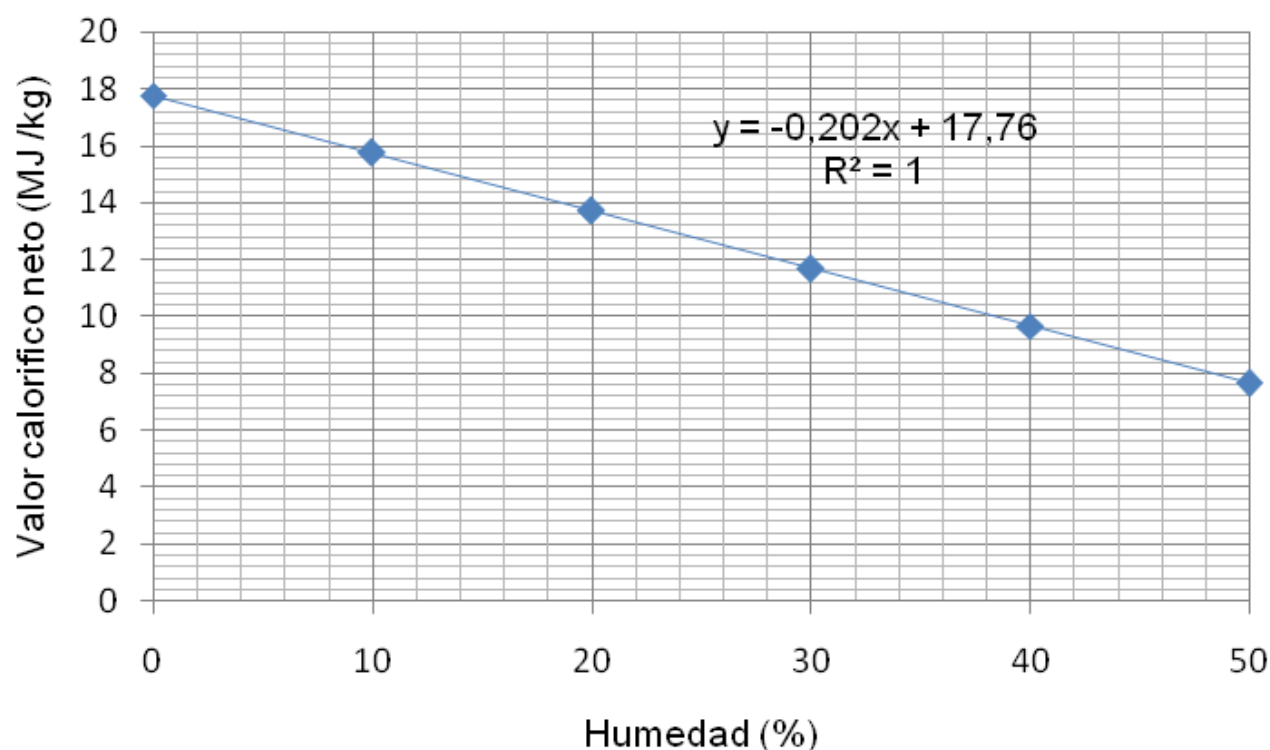


Figura 1-5: Efecto de la humedad sobre el poder calorífico del bagazo (Fuente: M.Sc Hugo R. García B.).

Con la información vista hasta ahora, considerar un bagazo seco o húmedo, es puramente relativo, puesto que el bagazo de por si esta compuesto por agua, en la practica se suele considerar bagazo seco hasta un 30% de humedad y bagazo húmedo hasta un máximo de 50%, arriba de este valor, el bagazo no tiene suficiente poder calorífico para usos prácticos como combustible. Una simple inspección del grafico, sugiere que se debe quemar alrededor de dos veces el contenido de bagazo con 48% de humedad para obtener el poder calorífica del mismo bagazo con 8% de humedad. En los ingenios azucareros, el bagazo final que sale del último molino contiene el azúcar no extraído, fibra leñosa y de 40% a 50% de agua. Este producto suele ir a las calderas para servir de combustible, de ahí la necesidad de recurrir a métodos de secado de bagazo para mejorar el rendimiento del proceso de elaboración de azúcar.

1.1.5. Introducción a Thermolib

Thermolib es un paquete (toolbox) para MATLAB/SIMULINK desarrollada por EUtech Scientific Engineering para el modelado y simulación de sistemas termodinámicos. La caja de herramientas proporciona bloques a la biblioteca de Simulink para simulaciones de sistemas y un conjunto de funciones de línea de comandos de MATLAB para cálculos termodinámicos y balanceo termodinámico de los modelos simulados. Thermolib también proporciona una base de datos de propiedades termofísicas ampliable.

Los bloques en la biblioteca de Simulink incluyen componentes como bombas, compresores, válvulas, intercambiadores de calor, tanques, reactores químicos, pilas de combustible, quemadores, etc. Todos los componentes se basan en el comportamiento de entrada/salida donde Thermolib se encarga de la termodinámica implicada y de la química de reacción, a diferencia de solo usar Matlab donde es necesario crear modelos que relacionen los fenómenos termodinámicos y químicos presentes.

1.1.5.1 Instalación

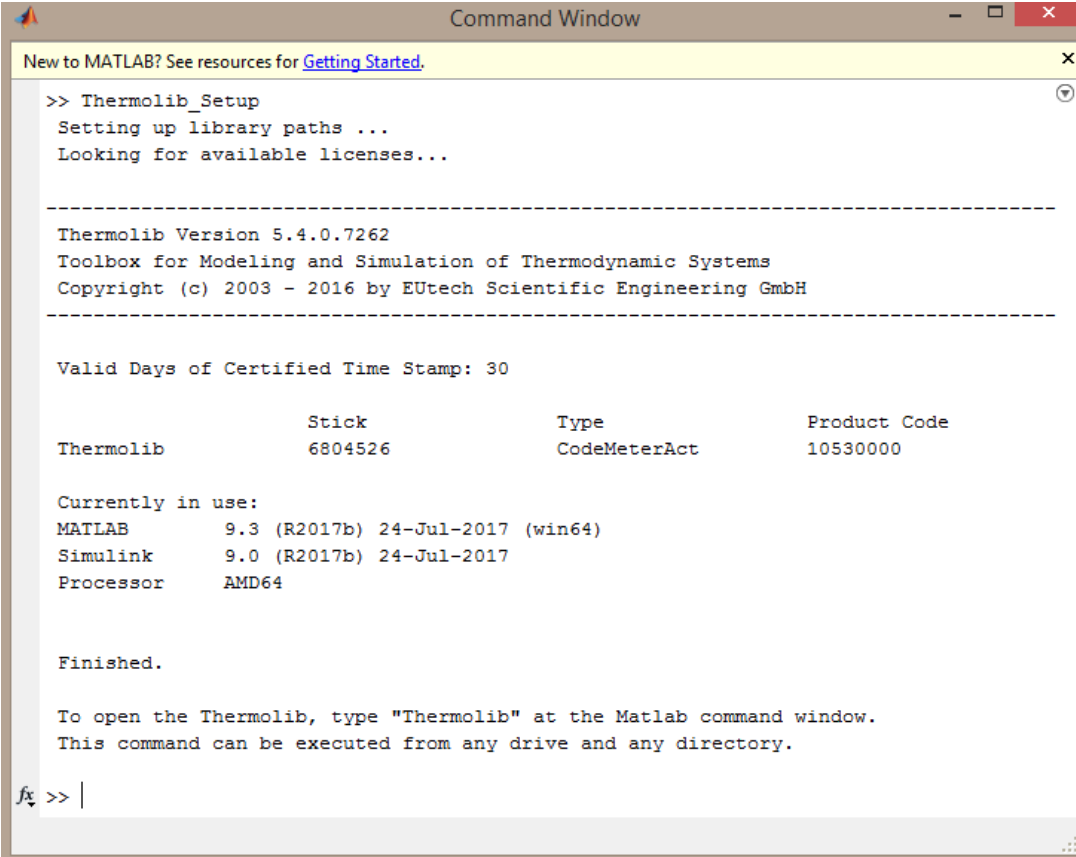
La versión 5.4 de Thermolib puede ser descargada fácilmente desde su página oficial^[8], la versión demo no tiene ningún precio y se diferencia de versiones con licencias de pago con el soporte por un año y posibilidad de instalarse en varios equipos. Una vez descargado el instalador, se debe descomprimir y ejecutar el archivo “Thermolib-Setup-5.4.0.7262.exe” el instalador se muestra en la figura 1-6:



Figura 1-6: Ventana de instalación Thermolib (Fuente: propia).

Una instalación por defecto puede seguirse como lo describe el documento oficial de instalación^[9]; finalizada la instalación se debe abrir la ruta en Matlab: “C:\Program Files (x86)\EUtech SE\Thermolib\5.4.0\Bin” y ejecutar el archivo:”Thermolib_Setup.m”, aparecerá un cuadro de diálogo preguntando si se desea guardar permanentemente la configuración, si se elige “Yes”, la extensión de Matlab Thermolib queda guardada para ser ejecutada en cualquier momento, de no hacerlo se

deberá hacer todo el proceso anterior cada vez que se ejecute Matlab. La figura 1-7 muestra el proceso final de instalación:



```
>> Thermolib_Setup
Setting up library paths ...
Looking for available licenses...

-----
Thermolib Version 5.4.0.7262
Toolbox for Modeling and Simulation of Thermodynamic Systems
Copyright (c) 2003 - 2016 by EUTECH Scientific Engineering GmbH
-----

Valid Days of Certified Time Stamp: 30

      Stick      Type      Product Code
Thermolib  6804526  CodeMeterAct  10530000

Currently in use:
MATLAB      9.3 (R2017b) 24-Jul-2017 (win64)
Simulink    9.0 (R2017b) 24-Jul-2017
Processor   AMD64

Finished.

To open the Thermolib, type "Thermolib" at the Matlab command window.
This command can be executed from any drive and any directory.

fx >> |
```

Figura 1-7: Thermolib integrado a Matlab (Fuente: propia)

Existen dos formas de interactuar con Thermolib: mediante línea de comandos y mediante Simulink. Todas las funciones están documentadas en su manual de usuario^[10] y solo se harán mención a las funciones más utilizadas durante la investigación.

1.1.5.2 Uso de “Model Setup” Simulink

El bloque “Model Setup” es necesario para que los bloques Thermolib funcionen correctamente y es equivalente al comando “load ChemicalMediaData”. Su función es cargar las variables en el espacio de trabajo necesarias para la simulación además de realizar los balances de flujo de masa y energía.

Antes de comenzar la simulación, el bloque carga un conjunto de archivos “.mat” en el espacio de trabajo de MATLAB que contiene información sobre las especies utilizadas y sus propiedades químicas y termodinámicas, constantes termodinámicas y numéricas demás información necesaria. Es posible cambiar, añadir o eliminar datos según sea necesario desde los archivos “.mat” guardando los datos del espacio de trabajo de MATLAB directamente.

El usuario especifica una fuente de datos de medios químicos, un archivo “.mat” que contiene los compuestos disponibles para el modelo y sus propiedades químicas y termodinámicas. Este archivo se carga al abrir el modelo o al iniciar una simulación. Otros bloques Thermolib también realizan llamadas al bloque “Model Setup” para cargar la información química requerida.

1.1.5.3 Uso de “ChemicalMediaData” Matlab.

Los datos de los elementos químicos se almacenan en un archivo “.mat” en forma de estructura “SMediaData”. El archivo con los elementos químicos predeterminado en Thermolib se llama “ChemicalMediaData.mat”. Una vez ejecutado el comando “load ChemicalMediaData”, la estructura SMediaData se cargará en el espacio de trabajo base donde podrá ser consultada. SMediaData consta de dos campos: “SGlobal” y “SSpecies”.

El campo SSpecies es una matriz de estructura donde cada entrada en la matriz describe un compuesto (generalmente es un combustible). Por comodidad, la consulta completa puede realizarse

examinando el archivo en: “C:\Program Files (x86)\EUtech SE\Thermolib\5.4.0\Data\ChemicalMediaData.xls”.

Todos los campos pueden ser fácilmente ajustados o añadir nuevos elementos, estos ajustes deberán ser guardados con el comando “save” y como recomendación para no modificar el archivo original es preferible guardar con otro nombre el archivo.

En la estructura SMediaData.SSpecies se exportarán las variables del espacio de trabajo a Matlab de manera individual con el prefijo “th_”. Así que para cada nueva entrada “property_y” se creará una nueva variable de espacio de trabajo “th_property_xy”, que contiene el vector de todos los valores de esta propiedad para todas las especies seleccionadas en el bloque “Model Setup” del modelo actual.

1.1.5.4 Estructura de bloques Thermolib.

La parte más importante de Thermolib son los bloques basados en Simulink que simulan componentes comunes en procesos termodinámicos como intercambiadores de calor, reactores químicos, bombas, compresores, tanques, así como componentes especializados como pilas de combustible.

Todos estos bloques de componentes se crean en Simulink utilizando un conjunto de bloques de capas inferiores que realizan los cálculos fundamentales de estado termodinámico y sus propiedades. Los cálculos del estado termodinámico y sus propiedades comprenden los cálculos de densidad, temperatura, presión de saturación y las conversiones necesarias entre las diferentes variables de estado termodinámico. Un ejemplo típico es calcular el estado completo de una mezcla dada dada la entalpía, la presión y la composición de la mezcla. En la simulación a menudo se ejecuta la tarea de calcular un estado final para un cambio de estado termodinámico, mientras exista una característica del cambio de estado. Estos bloques se pueden utilizar para modelar un proceso termodinámico o para configurar bloques de componentes totalmente personalizados modificando un bloque de componentes Thermolib según sea la necesidad. La lista completa de subgrupos del bloque Thermolib es la siguiente:

Balance: contiene los bloques relacionados con el balance necesarios para generar información sobre el balance de energía y masa.

Components: se divide a su vez en cinco bibliotecas según el campo de aplicación previsto. Contienen componentes de proceso de mayor nivel como intercambiadores de calor, reformadores,

modelos de chimenea, componentes con retroalimentación de presión, etc. Estos componentes constituyen la parte principal del Thermolib.

Controllers: contiene bloques de controladores genéricos PI y PID con estrategias integradas “anti-windup” para crear lazos de control sencillos de combustible.

Miscellaneous: contiene bloques como sensores y bloques de conversión de unidades, así como bloques de condiciones iniciales.

Setup: contiene el bloque principal de “Model Setup” necesario para cada simulación con Thermolib.

Sinks: contiene bloques de visualización de flujos para monitorear las señales termodinámicas y sus propiedades de una manera conveniente.

Sources: contiene bloques de fuentes para flujos, buses de flujo y señales de alimentación.

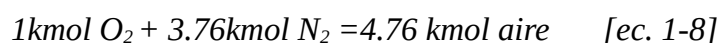
Thermodynamic State Changes: estos bloques representan una capa intermedia entre "Estados y propiedades termodinámicas" y "Componentes". Representan cambios de estado termodinámicos como el "cambio de entalpía isobárica". La mayoría de estos bloques encapsulan los bloques de Estados y Propiedades Termodinámicas y una asignación de bus para facilitar su uso. Puede utilizar estos bloques como punto de partida para sus propios componentes.

Thermodynamic State and Properties: estos bloques son la capa fundamental de Thermolib. Aquí es donde se realizan los cálculos termodinámicos básicos. Algunos de ellos calculan propiedades termodinámicas simples como "densidad" mientras que otros como "H-p-State" calculan el bus de flujo termodinámico completo (FB) basado en un subconjunto de propiedades termodinámicas de un Bus de Flujo Incompleto (IFB) entrante.

1.2 Modelado de caldera

1.2.1 Aproximación analítica a la combustión del bagazo

Un proceso de combustión se define como la reacción química durante la cual se oxida un combustible y se libera una gran cantidad de energía, el oxidante por excelencia es el aire seco (o aire teórico) y esta compuesto por 21% de O_2 y 79% de N_2 , en otras palabras, cada mol de oxígeno que entra a una cámara de combustión será acompañado por $0.79/0.21=3.76$ mol de nitrógeno, es decir^[11]:



Durante un proceso de combustión los componentes que existen antes de la reacción reciben el nombre de reactivos, y los componentes que existen después de la reacción se denominan productos. Las ecuaciones químicas se balancean con base en el principio de la conservación de la masa (o el balance de masa), enunciada como: *“la masa total de cada elemento se conserva durante una reacción química”*

En un proceso de combustión ideal donde el combustible se quema por completo con aire teórico se conoce como combustión estequiométrica o teórica de ese combustible, se considera combustión completa si todo el carbono en el combustible se transforma en CO_2 , todo el hidrógeno se transforma en H_2O y todo el azufre (si lo hay) se transforma en SO_2 . Por otro lado también existe la combustión incompleta y se da cuando los productos de combustión contienen algo de combustible o componentes no quemados, como C, H_2 , CO y OH.

Para la combustión del bagazo en calderas es importante mantener una combustión completa con el fin de evitar pérdidas por combustión incompleta y reducir la emisión de gases contaminantes a la atmósfera; para lograr la combustión completa es necesario garantizar que toda la masa del bagazo entre en contacto con el oxígeno necesario, si el proceso de combustión esta en contacto con una cantidad de aire menor, este esta condenado a ser incompleto, por lo que en la práctica es común emplear más aire que la cantidad estequiométrica, con el fin de aumentar las oportunidades de combustión completa. Una cantidad de aire mayor que la cantidad estequiométrica se llama exceso de aire y esta debe cumplir con la siguiente condición:

$$\lambda \approx Gar/Gat > 1 \quad [\text{ec. 1-9}]$$

donde:

λ : Coeficiente de exceso de aire.

Gar: Cantidad de aire real.

Gat: Cantidad teórica o mínima de aire

En procesos de combustión real, es muy difícil que el proceso de combustión siempre sea completa aún con la presencia de exceso de aire, por lo tanto, es imposible predecir la composición de los productos basándose únicamente en el balance de masas y la única opción es medir directamente la cantidad de cada componente en los productos; ante la falta de equipo de medición nos valdremos

de la ayuda del programa Thermolib para validar la aproximación analítica de la combustión del bagazo.

La tesis presentada por Dinora Rivera y Anya Castillo para la Universidad de El Salvador sobre el diagnóstico de las emisiones atmosféricas generadas por los ingenios azucareros de El Salvador ^[12], la composición del bagazo la obtienen del autor Meade George en su obra: “Manual del Azúcar de Caña”, con una composición en masa de bagazo seco de:

$$C = 42.54\% \quad S = 0.30\% \quad N_2 = 0.63\% \quad H_2 = 5.17\% \quad O_2 = 39.62\% \quad \text{Ceniza} = 11.77\%$$

$$1 \text{ kg. Bagazo} = [0.4254 C + 0.003S + 0.0063N_2 + 0.0517H_2 + 0.3962O_2 + 0.1177Cz] \text{ kg [ec. 1-10]}$$

Asumiendo que posee un 25% de humedad ($w=0.25$), su composición tomando en cuenta la humedad se determina por:

$$C' = C (1-w) = 0.4254 (1-0.25) = 0.31905 \text{ kg. C/ kg. Bagazo}$$

$$H_2' = H_2 (1-w) = 0.0517 (1-0.25) = 0.038775 \text{ kg. } H_2/\text{ kg. Bagazo}$$

$$O_2' = O_2 (1-w) = 0.3962 (1-0.25) = 0.29715 \text{ kg. } O_2/\text{ kg. Bagazo}$$

$$N_2' = N_2 (1-w) = 0.0063 (1-0.25) = 0.004725 \text{ kg. } N_2/\text{kg. Bagazo}$$

$$S' = S (1-w) = 0.003 (1-0.25) = 0.00225 \text{ kg. } S_2/\text{kg. Bagazo}$$

$$\text{Ceniza}' = \text{Ceniza} (1-w) = 0.1177 (1-0.25) = 0.088275 \text{ kg. Ceniza/kg. Bagazo}$$

Haciendo caso omiso del contenido de cenizas (no combustible), se determinarán las fracciones molares y la masa molar aparente de los gases producto de combustión, el esquema para este caso se muestra en la figura 1-8.

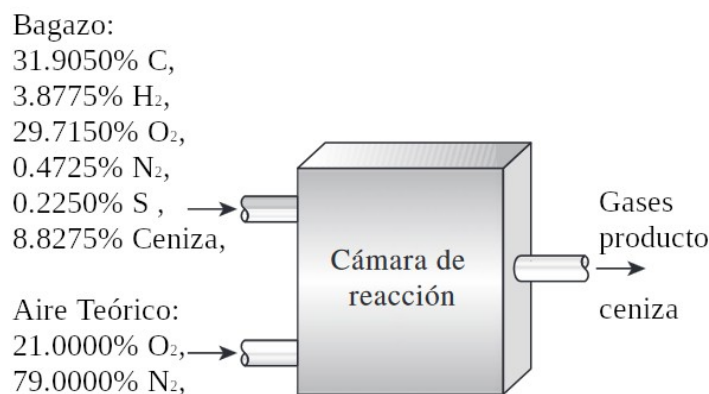


Figura 1-8: Esquema de combustión (Fuente: propia)

Ahora consideramos 100 kg de carbón por simplicidad (válido para 1 kg de bagazo, pero se manejarán fracciones muy pequeñas) y masas molares del C, H₂, O₂, N₂, S₂ de 12, 2, 32, 28 y 32 kg/kmol respectivamente, se obtienen los números de moles del bagazo:

$$N_C = \frac{m_C}{M_C} = \frac{31.905 \text{ kg}}{12 \text{ kg/kmol}} = 2.65875 \text{ kmol}$$

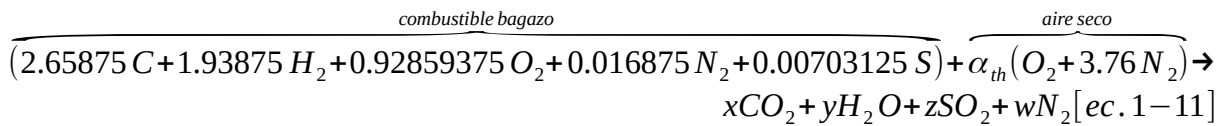
$$N_{H_2} = \frac{m_{H_2}}{M_{H_2}} = \frac{3.8775 \text{ kg}}{2 \text{ kg/kmol}} = 1.93875 \text{ kmol}$$

$$N_{O_2} = \frac{m_{O_2}}{M_{O_2}} = \frac{29.715 \text{ kg}}{32 \text{ kg/kmol}} = 0.928594 \text{ kmol}$$

$$N_{N_2} = \frac{m_{N_2}}{M_{N_2}} = \frac{0.4725 \text{ kg}}{28 \text{ kg/kmol}} = 0.016875 \text{ kmol}$$

$$N_S = \frac{m_S}{M_S} = \frac{0.225 \text{ kg}}{32 \text{ kg/kmol}} = 0.007031 \text{ kmol}$$

La ceniza consiste en el material no combustible en el carbón. Por lo tanto, la masa del contenido de ceniza que entra a la cámara de combustión es igual al contenido másico que sale. La ecuación de combustión se puede escribir como:



Los coeficientes desconocidos en la ecuación [1-11] se encuentran a partir de balances de masa en diversos elementos:

Balance C: $x = 2.65875$

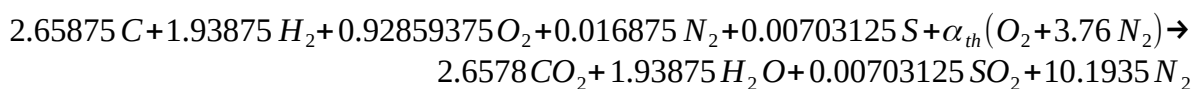
Balance H₂: $y = 1.93875$

Balance S: $z = 0.007031$

Balance O₂: $0.92859375 + \alpha_{th} = x + 0.5y + z \rightarrow \alpha_{th} = 2.70656$

Balance N₂: $w = 0.016875 + 2.70656 (3.76) = 10.1935$

Sustituyendo, la ecuación 1-11 de combustión sin la ceniza resulta:



Las fracciones molares de los gases producto se determinan de la siguiente manera:

$$N_{\text{Producido}} = 2.65875 + 1.93875 + 0.00703125 + 10.1935 = 14.798 \text{ kmol}$$

$$y_{CO_2} = \frac{N_{CO_2}}{N_{\text{Producido}}} = \frac{2.65875 \text{ kmol}}{14.798 \text{ kmol}} = 0.17967$$

$$y_{H_2O} = \frac{N_{H_2O}}{N_{\text{Producido}}} = \frac{1.93875 \text{ kmol}}{14.798 \text{ kmol}} = 0.131014$$

$$y_{SO_2} = \frac{N_{SO_2}}{N_{Producido}} = \frac{0.007031 \text{ kmol}}{14.798 \text{ kmol}} = 0.000475$$
$$y_{N_2} = \frac{N_{N_2}}{N_{Producido}} = \frac{10.935 \text{ kmol}}{14.798 \text{ kmol}} = 0.688843$$

Bajo estas condiciones (usando aire seco) se puede determinar la cantidad de aire teórico que debería haber en la combustión si se considera el exceso de aire como una variable independiente que se ajusta en las calderas para controlar la demanda de aire:

$$\lambda = \frac{1}{1 - \frac{79 \times \%O_2}{21 \times \%N_2}} \quad [ec. 1-12]$$

Como ejemplo, si una caldera se trabaja con $\lambda=1.30$ (es decir 30% de exceso de aire) y usando el bagazo analizado anteriormente, la cantidad teórica de oxígeno deberá ser:

$$\%O_2 = (1 - 1/\lambda) \times (21 \times \%N_2) / 79 = (1 - 1/1.35) \times (21 \times 68.8843/79) = 4.7473 \%$$

1.2.2 Simulando la combustión del bagazo

Uno de los problemas de analizar el bagazo como combustible (como se ha visto), es que sus propiedades físicas no son fijas como la de otro combustible, estas dependen mucho de la humedad y de la composición de la caña; suponiendo un caso ideal sería necesario realizar un análisis previo del bagazo para usarse como combustible antes del periodo de zafra que es donde se aprovecha para la cogeneración.

Una forma viable de analizar el bagazo es utilizando Thermolib, este software permite agregar lo que llaman “Species”, que son compuestos generalmente usados como combustibles, estos se almacenan en una base de datos que administra MATLAB en una estructura “ChemicalMediaData” que se deberá cargar para llamar a diferentes funciones; como requisito para añadir nuevos compuestos químicos es necesario conocer las diferentes propiedades termo-físicas de cada compuesto que se añaden a la estructura “SmediaData”.

Aprovechando que la base de datos contiene el etanol que es un compuesto proveniente de la celulosa obtenida de la caña de azúcar o bien del mismo bagazo, se usaran las propiedades de este para todas las propiedades desconocidas del bagazo, al usarse el bagazo únicamente como combustible durante la simulación solo será necesario conocer su masa molar, composición química y calor específico.

1.2.2.1 Masa molar

Usando los datos de composición de masa para bagazo seco^[12] y una composición de ceniza principalmente de SiO_2 ^[6] con masa molar de 60 kg/kmol se calcula la masa molar del bagazo:

$$1 \text{ kg. Bagazo} = \frac{0.4254 \text{ kg}}{12 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.003 \text{ kg}}{32 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.0063 \text{ kg}}{28 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.0517 \text{ kg}}{2 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.3962 \text{ kg}}{32 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.1177 \text{ kg}}{60 \text{ kg/kmol}}$$

$$1\text{kg. Bagazo} = 0.075957 \text{ kmol}; \text{Masa Molar} = 1\text{kg}/0.075957\text{kmol} = 13.1653\text{kg/kmol}.$$

1.2.2.2 Composición química

La composición química puede ser muy variable considerando el porcentaje de humedad, de acuerdo el ejemplo anterior con humedad al 25% la composición química se determina por:

$$N_C = 2.65875 \text{ kmol}$$

$$N_H = N_{H_2}/2 = 1.93875 \text{ kmol}/2 = 0.969375 \text{ kmol}$$

$$N_O = N_{O_2}/2 = 0.928594 \text{ kmol}/2 = 0.464297 \text{ kmol}$$

$$N_N = N_{N_2}/2 = 0.016875 \text{ kmol}/2 = 0.008438 \text{ kmol}$$

$$N_S = 0.007031 \text{ kmol}$$

$$N_{\text{combustible}} = 2.65875 + 0.969375 + 0.464297 + 0.008438 + 0.007031 = 4.10789 \text{ kmol}$$

$$y_C = \frac{N_C}{N_{\text{Combustible}}} = \frac{2.65875 \text{ kmol}}{4.10789 \text{ kmol}} = 0.64723$$
$$y_H = \frac{N_H}{N_{\text{Combustible}}} = \frac{0.969375 \text{ kmol}}{4.10789 \text{ kmol}} = 0.235979$$
$$y_O = \frac{N_O}{N_{\text{Combustible}}} = \frac{0.464297 \text{ kmol}}{4.10789 \text{ kmol}} = 0.113026$$
$$y_N = \frac{N_N}{N_{\text{Combustible}}} = \frac{0.008438 \text{ kmol}}{4.10789 \text{ kmol}} = 0.002054$$
$$y_S = \frac{N_S}{N_{\text{Combustible}}} = \frac{0.007031 \text{ kmol}}{4.10789 \text{ kmol}} = 0.001712$$

1.2.2.3 Calor específico

El calor específico del bagazo está en función de la temperatura y se determinará usando la ecuación propuesta por Hugot^[13]:

$$C_p = 0.266 + 0.0016t \quad [\text{ec. 13}]$$

donde:

C_p : Calor específico del bagazo en kcal / kg °C.

t : temperatura adiabática de la combustión en °C.

Haciendo un ajuste a la ecuación, con masa molar del bagazo de 75.957mol y haciendo conversiones de energía 1kcal = 4186.8J y temperatura 1 °C = 274.159K para tener las unidades en J×mol/K:

$$C_p = 0.266 + 0.0016t \left[\frac{1 \text{ kcal}}{1 \text{ kg} \times 1^\circ\text{C}} \times \frac{4186.8 \text{ J} \times 1 \text{ kg} \times 1^\circ\text{C}}{1 \text{ kcal} \times 75.957 \text{ mol} \times 274.159 \text{ K}} \right]$$

$$C_p = 0.266 + 0.0016t [0.201054 \text{ J/mol K}] = 0.5348 + 0.000322t [J/mol K]$$

Una vez teniendo las características del bagazo adaptadas a Thermolib se ingresan a la base de datos mediante el siguiente script :

```
1. % bagazoTH.m
2. % Hernandez Mendez Israel Benjamin
3. % Martinez Aviles Jose Abel
4. load ChemicalMediaData%carga la base de datos
5. SMediaData.SSpecies (end+1)= SMediaData.SSpecies (35);%propiedades de
   etanol
6. SMediaData.SSpecies (end).Species='bagazo';%nombre de combustible
7. SMediaData.SSpecies (end).comment='25% de humedad';%comentario
8. SMediaData.SSpecies (end).formula='2.65C+1.94H2+0.93O2+0.017N2+0.007S';%
9. SMediaData.SSpecies (end).M=13.1653;%Masa molar del bagazo en kg/kmol
10. SMediaData.SSpecies (end).C_atoms=0.6472;%fraccion de C
11. SMediaData.SSpecies (end).H_atoms=0.236;%fraccion de H
12. SMediaData.SSpecies (end).O_atoms=0.113002;%fraccion de O
13. SMediaData.SSpecies (end).N_atoms=0.0038;%fraccion de N+S
14. SMediaData.SSpecies (end).Cp_liq_A=0.5348;%Cp=0.5348+...
15. SMediaData.SSpecies (end).Cp_liq_B=0.000322;%...0.00322t; en J/molK
16. save MyChemicalMediaData.mat SMediaData%almacena en otra estructura
```

Para realizar pruebas de la combustión y flujo necesario de aire se usa el bloque “Lambda Burner” del entorno Matlab/Thermolib, solo será necesario ajustar el parámetro “lambda” con un valor de 1.3 en la máscara de bloque y seleccionar el combustible “bagazo”, en la figura 1-9 se muestran los parámetros ajustado; en el puerto de entrada (in) se agrega el bloque “Pure Source” con bagazo como combustible las demás opciones se pueden dejar como están, finalmente se agregan dos bloques “FlowDisplay” a los puertos de salida y se corre la simulación.

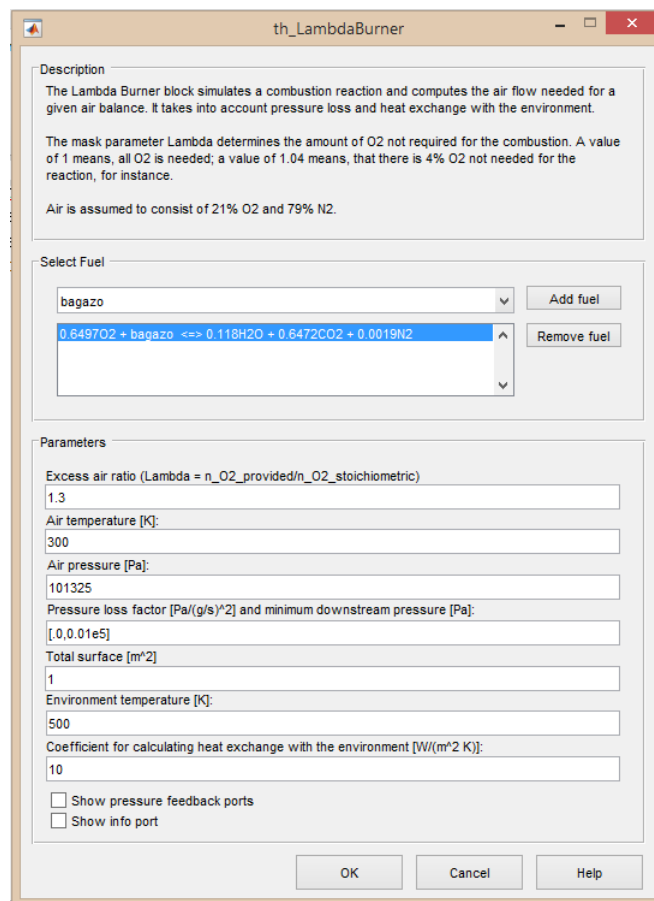


Figura 1-9: Lambda=1.3 (Fuente:Propia)

La simulación muestra varios resultados que serán analizados posteriormente, por el momento se han resaltado los datos de interés en la figura 1-10, para el puerto de salida “air_in” se observa aire seco (79% N₂ , %21 O₂) este valor es fijo para el bloque “Lambda Burner” y es el mismo que se usa para el análisis estequiométrico de la combustión.

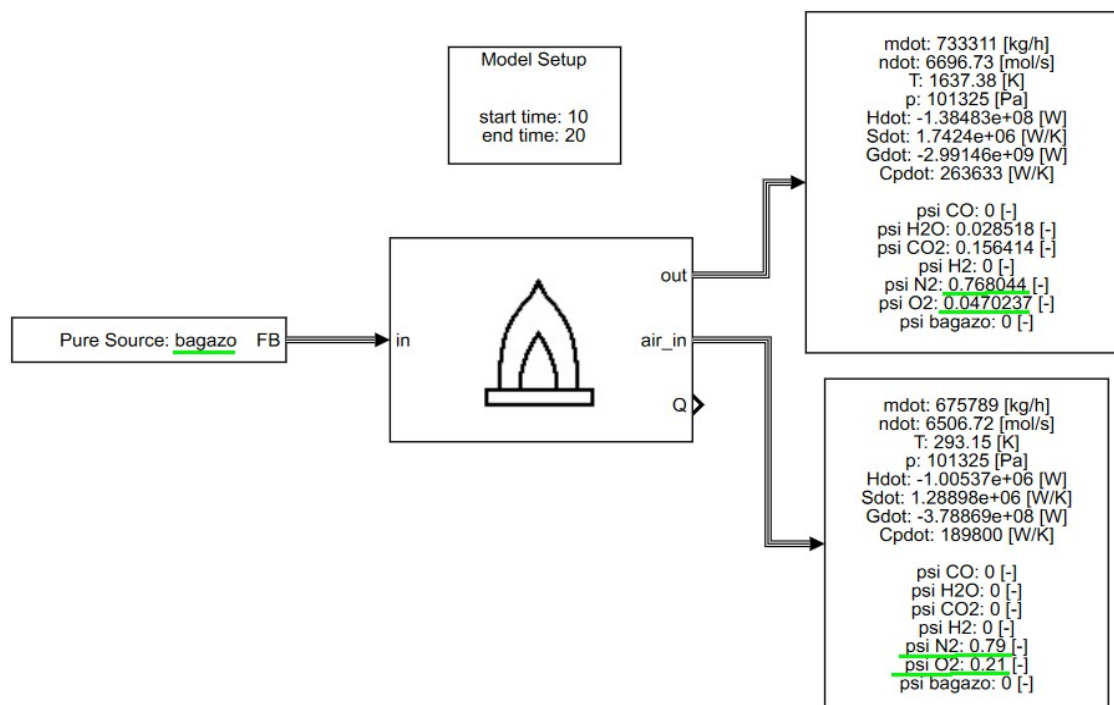


Figura 1-10: Combustible simulado (Fuente: propia)

De las lecturas “psi N2” y “psi O2”, es posible determinar el valor de exceso de aire de forma analítica y validar su respuesta:

$$\lambda = \frac{1}{1 - \frac{79 \times \%O_2}{21 \times \%N_2}} = \frac{1}{1 - \frac{79 \times 0.0470237}{21 \times 0.768044}} = 1.29925 \text{ es decir } 29.925\% \text{ exceso de aire.}$$

En la tabla 1-3 se muestran los datos obtenidos, los resultados son bastante cercanos; para el caso del nitrógeno se muestra un contenido superior debido a las restricciones de Thermolib al no permitir balance estequiométrico considerando el azufre, aun así los valores son satisfactorios.

Parámetro	Teórico	Simulado
λ	1.30	1.29925
%O ₂	4.7473	4.70273
%N ₂	68.8843	76.8044

Tabla 1-3: Comparación de resultados (Fuente:propia).

Otro resultado de real importancia es la cantidad de CO₂ producto de la combustión que debe ser evitado en la medida de lo posible. Una muestra de datos obtenida de la simulación para diferentes valores de exceso de aire se muestra en la tabla 1-4 con los valores de CO₂ y O₂:

λ	%Ex	%CO ₂	%O ₂	Tga[K]	Tga[K]	Tga[K]
				ta=293.15K	ta=373.15K	ta=473.15K
1.0	0	20.1519	0	1945.89	2034.35	2153.75
1.1	10	18.3904	1.8384	1828.36	1915.58	2032.75
1.2	20	16.9049	3.38588	1726.31	1812.51	1927.84
1.3	30	15.6414	4.70237	1637.38	1722.75	1836.52
1.4	40	14.5536	5.83576	1559.14	1643.82	1756.28
1.5	50	13.6074	6.82175	1489.75	1573.85	1685.18
1.6	60	12.7766	7.68735	1427.74	1511.36	1621.72
1.7	70	12.0415	8.45335	1372.00	1455.19	1564.72
1.8	80	11.3863	9.13599	1321.59	1404.43	1513.22
1.9	90	10.7988	9.74818	1275.78	1358.31	1466.45
2.0	100	10.2689	10.3003	1233.95	1316.22	1423.78
2.1	110	9.78857	10.8008	1195.61	1277.65	1384.69
2.2	120	9.35118	11.2565	1160.32	1242.16	1348.74
2.3	130	8.95121	11.6732	1127.74	1209.40	1315.57
2.4	140	8.58405	12.0558	1097.56	1179.06	1284.85
2.5	150	8.24583	12.4082	1069.51	1150.88	1256.33
2.6	160	7.93324	12.7339	1043.39	1124.63	1229.78
2.7	170	7.64349	13.0358	1018.99	1100.13	1204.99
2.8	180	7.37416	13.3165	996.154	1072.20	1181.80
2.9	190	7.12317	13.578	974.729	1055.68	1160.05
3.0	200	6.8887	13.8223	954.585	1035.47	1139.62

Tabla 1-4: Muestras de CO₂, O₂ y temperatura (Fuente:propia).

De los datos obtenidos se hace una grafica como la figura 1-11 que muestre la relación entre los contenidos de CO₂ y O₂ en los gases secos en función del exceso de aire. Es una herramienta muy útil para el control operativo de las calderas si no se tiene la ecuación estequiométrica del combustible, dos relaciones aproximadas válidas para combustión completa que se puede usar para fines de control de la misma es:

$$\lambda \approx CO_{2 \text{ máx}}/CO_2 \approx 20.1519/CO_2 [ec. 1-14] \quad y \quad Ex \approx O_2 / (21 - O_2) [ec. 1-15]$$

Ejemplo para lecturas de tabla 1-4:

$$20.1519/16.9049=1.19207 \approx 1.2[\lambda]; \quad 3.38588 / (21-3.38588)=0.192225 \approx 20\%[Ex]$$

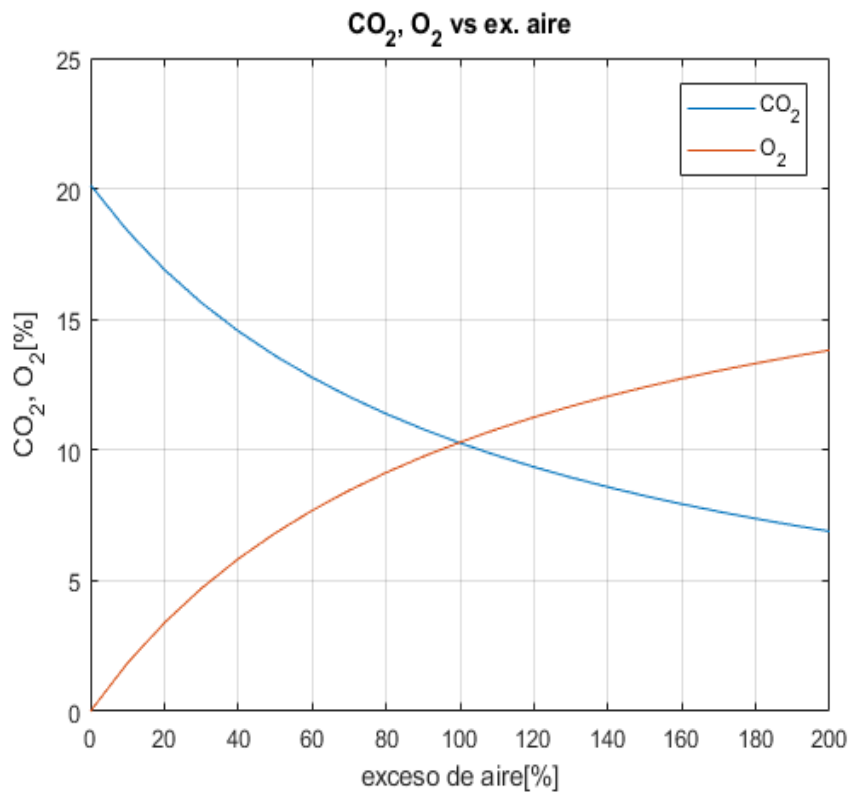


Figura 1-11: CO₂, O₂ vs ex. aire para bagazo (Fuente: Propia)

Curvas de CO₂, O₂ vs exceso de aire en otros combustibles:

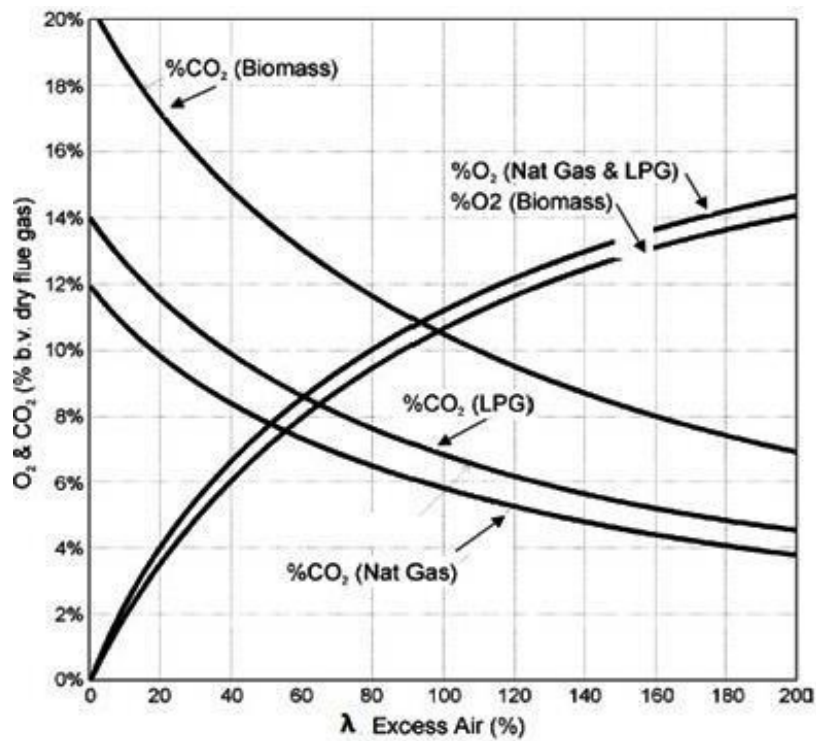


Figura 1-12: CO₂, O₂ vs ex. aire diferentes combustibles (Fuente: Carlos O Alderetes)

1.2.3 Balance de energía en el hogar

Despreciando el efecto de las cenizas y las pérdidas de energía en el hogar, el balance de energía en el hogar de una caldera es:

$$H_i + \lambda \times G_a \times C_{p_a} \times (t_a - t_o) = (1 + \lambda G_a) \times c_{p_{gh}} \times (t_{ga} - t_o) \quad [ec. 1-16]$$

donde:

H_i : es la cantidad de calor que se obtiene de la combustión completa de la unidad de masa o volumen del combustible cuando los productos de la combustión han alcanzado la misma temperatura que tenían el combustible y el aire antes de la combustión (25 °C) y cuando el agua proveniente de la combustión y de la humedad del propio combustible se encuentran en fase gaseosa, es decir sin haber entregado su calor latente de vaporización.

λ : coeficiente de exceso de aire.

G_a : cantidad de aire real.

C_{p_a} : calor específico medio del aire a la temperatura de ingreso al hogar.

t_a : temperatura del aire que ingresa al hogar.

t_o : temperatura del ambiente.

$C_{p_{gh}}$: calor específico medio de los gases de combustión.

t_{ga} : temperatura adiabática o temperatura máxima de combustión, este es un valor teórico ya que en la práctica habrá transferencia de calor hacia las paredes del hogar reduciendo su valor por lo que su valor nunca es fijo.

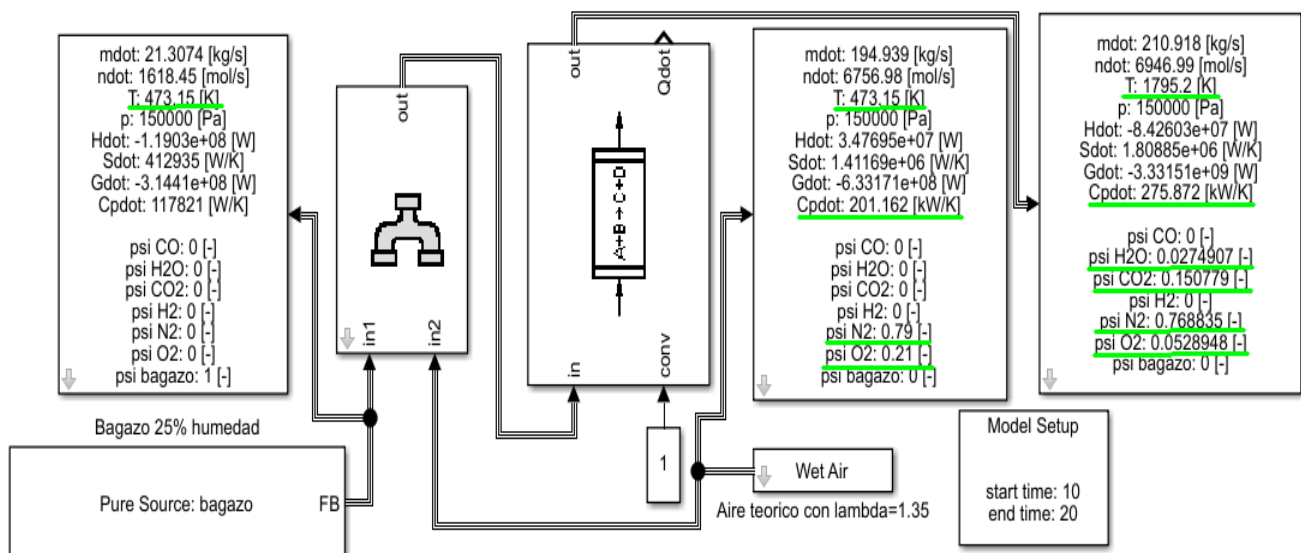


Figura 1-13: Simulación del hogar de caldera (Fuente: propia)

Con Thermolib es posible determinar el valor medio de t_{ga} de manera directa y por calculo los valores de G_a , C_{p_a} y $C_{p_{gh}}$, los demás datos de entrada se asumirán y se ingresaran al modelo equivalente de hogar en Thermolib. En la figura 1-13 se tiene en el hogar de una caldera: $\dot{m}_{\text{bagazo}} =$

21.3074 kg/s, $\lambda = 1.35$, $t_o=300K$ y $t_a=473.15K$, usando aire seco el valor de \dot{m}_{aire} debe ser 194.939 kg/s. El calor específico para cualquier gas se puede calcular por:

$$Cp_{gas} = \sum_{i=1}^n \Psi_i \times Cp_i \quad [ec. 1-17]$$

donde:

Ψ_i : fracciones de masa o volúmenes de los componentes de los gases de combustión.

cp_i : calor específico medio de cada gas, entre la temperatura de referencia (t_o) y la temperatura de los gases (t_g).

La entalpía de los gases puede estimarse a partir de su calor específico medio (cp_m) a presión constante. Estos se pueden obtenerse por tablas o bien calcularlos a partir del calor molar en función de la temperatura, según la ecuación:

$$Cp_m = \frac{1}{t-t_o} \int_{t_o}^t Cp \cdot dt = \frac{(Cp_1 \times t_1 - Cp_2 \times t_2)}{t_2 - t_1} \quad [ec. 1-18]$$

El calor específico molar de cada gas se obtiene directamente en Thermolib creando el modelo configurado como lo muestra la figura 1-14.

$$Cp_{A:300K} = \frac{0.79 \times 29.13 \text{ kJ/kmol K}}{28 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.21 \times 29.39 \text{ kJ/kmol K}}{32 \text{ kg/kmol}} = \frac{1.01475 \text{ kJ}}{\text{kg K}}$$

$$Cp_{A:473.15K} = \frac{0.79 \times 29.49 \text{ kJ/kmol K}}{28 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.21 \times 30.81 \text{ kJ/kmol K}}{32 \text{ kg/kmol}} = \frac{1.03423 \text{ kJ}}{\text{kg K}}$$

$$Cp_{A:medio} = \frac{(1.03423 \text{ kJ/kg K} \times 473.15 \text{ K}) - (1.01475 \text{ kJ/kg K} \times 300 \text{ K})}{(473.15 - 300) \text{ K}} = 1.06798 \text{ kJ/kg}$$

$$Cp_{G:473.15K} = \frac{0.76884 \times 29.49 \text{ kJ/kmol K}}{28 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.05289 \times 30.81 \text{ kJ/kmol K}}{32 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.02749 \times 34.94 \text{ kJ/kmol K}}{18 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.15078 \times 43.79 \text{ kJ/kmol K}}{44 \text{ kg/kmol}} = \frac{1.0641 \text{ kJ}}{\text{kg K}}$$

$$Cp_{G:1795.2K} = \frac{0.76884 \times 35.58 \text{ kJ/kmol K}}{28 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.05289 \times 37.33 \text{ kJ/kmol K}}{32 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.02749 \times 50.08 \text{ kJ/kmol K}}{18 \text{ kg/kmol}} + \frac{0.15078 \times 59.71 \text{ kJ/kmol K}}{44 \text{ kg/kmol}} = \frac{1.3198 \text{ kJ}}{\text{kg K}}$$

$$Cp_{G:medio} = \frac{(1.3198 \text{ kJ/kg K} \times 1795.2 \text{ K}) - (1.0641 \text{ kJ/kg K} \times 473.15 \text{ K})}{(1795.2 - 473.15) \text{ K}} = 1.41131 \text{ kJ/kg}$$

$$G_a = \frac{(194.939 \times 0.21 + 210.917 \times 0.0528048) \text{ kg O}_2/\text{s}}{21.3074 \text{ kg bagazo/s}} = \frac{2.44397 \text{ kg O}_2}{\text{kg bagazo}}$$

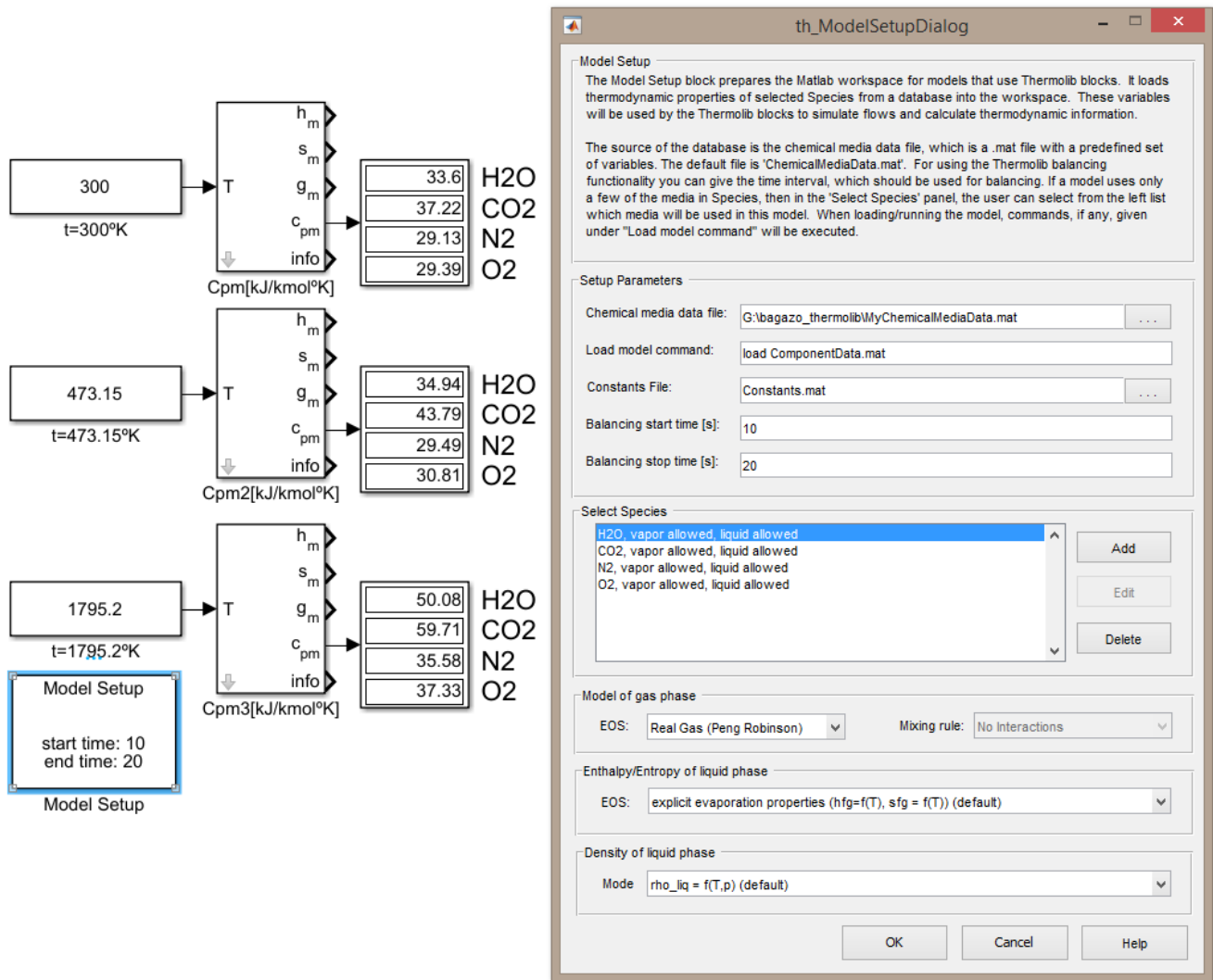


Figura 1-14: Calor específico molar de gases (Fuente:propia)

El poder calorífico inferior del combustible y depende de la humedad del bagazo, este valor es desconocido, para encontrar el máximo poder calorífico inferior se usa la formula:

$$H_s - H_i = r \left(\frac{9H}{100} + \frac{w}{100} \right) \quad [ec. 1-19]$$

donde:

r : calor latente de vaporización del vapor: 540 kcal / kg (2260.87kJ/kg)

H_i : porcentaje de hidrógeno del bagazo.

w : porcentaje de humedad del bagazo.

De la figura 1-5 se lee el valor H_s=12.71MJ/kg para 25% de humedad y composición de 5.17% de hidrógeno (H₂) se determina H_i.

$$H_i = 12710 - 2260.87 \left(\frac{9 \times 5.17 / 2}{100} + \frac{25}{100} \right) = 11563.9 \text{ kJ / kg}$$

Ahora se puede obtener el valor teórico de t_{ga} ajustando la ecuación:

$$t_{ga} = t_o + \frac{H_i + \lambda G_a C_{p_a} (t_a - t_o)}{(1 + \lambda \times G_a) C_{p_{gh}}} = 300 K + \frac{10982.9 \frac{kJ}{kg} + 1.35 \times 2.44397 \times 1.06798 \frac{kJ}{kg K} (473.15 - 300) K}{(1 + 1.35 \times 2.44397) 1.41131 \frac{kJ}{kg K}}$$

$$t_{ga} = 2306.6 K$$

El resultado es mucho mayor que la simulación, sin embargo esto no tiene porque ser malo, al contrario, una temperatura adiabática menor en simulación demuestra que un proceso real de combustión existen tiempos de retención de las partículas de quemado que requiere de otros cálculos y la complejidad de lograr una combustión completa como se había mencionado anteriormente; por el momento asumiendo una t_{ga} máxima de 1795.2K se calcula el poder calorífico inferior del bagazo mínimo requerido para alcanzar dicho valor de temperatura.

$$H_i = (t_{ga} - t_o) \times (1 + \lambda \times G_a) \times C_{p_{gh}} - \lambda \times G_a \times C_{p_a} \times (t_a - t_o)$$

$$H_i = (1795.2 - 300) K \times (1 + 1.35 \times 2.44397) 1.41131 \frac{kJ}{kg K} - 1.35 \times 2.44397 \times 1.06798 \frac{kJ}{kg K} (473.15 - 300) K = 8462.35 \frac{kJ}{kg}$$

La figura 1-5 muestra una relación de H_s en función de la humedad, ajustando la ecuación 1-19 para determinar H_i se calcula el máximo porcentaje de humedad del bagazo para alcanzar la temperatura adiabática del hogar.

$H_s = -0.202 \times w + 17.76$ [ec. 1-20], sustituyendo ecuación[1-20] en ecuación[1.19]:

$$w [\%] = \frac{H_i - 17234}{-224.609} = \frac{8462.35 - 17234}{-224.609} = 39.053 \%$$

Una vez más se ha demostrado la importancia del secado de bagazo para usarse como combustible y como al acercarse a valores máximos de humedad (50%), prácticamente se volvería inútil estar quemando mayores cantidades de bagazo para alcanzar la temperatura deseada.

Otros efectos que impiden alcanzar la temperatura teórica de los gases de combustión puede ser el flujo de cenizas que contribuyen al efecto de retardo en la ignición además de la humedad del aire que siempre esta presente. Estrategias para mejorar la combustión en calderas aparte de los ajuste realizados en los sistemas de control son la implementación de secadores antes de entrar el bagazo al hogar y el uso de combustibles adicionales en el hogar; como norma al inicio de operaciones en la caldera (arranque en frío y puesta en marcha), el bagazo siempre debe ir acompañado de algún otro combustible.

La curva de la temperatura adiabática de los gases se muestra en la figura 1-15, variando el exceso de aire y temperatura de aire se obtienen lecturas de CO_2 , O_2 y temperatura de los gases (tabla 1-4), como nota la diferencia de t_{ag} de la simulación con la teórica es porque Thermolib trabaja con el mínimo requerido de poder calorífico que en circunstancia reales no es conveniente usar bagazo con poder calorífico al limite de humedad, siempre se debe buscar que tenga un poder calorífico mayor

para compensar las caídas de temperatura. Los resultados se comparan con curvas de otros trabajos obteniendo resultados similares (figura 1-16).

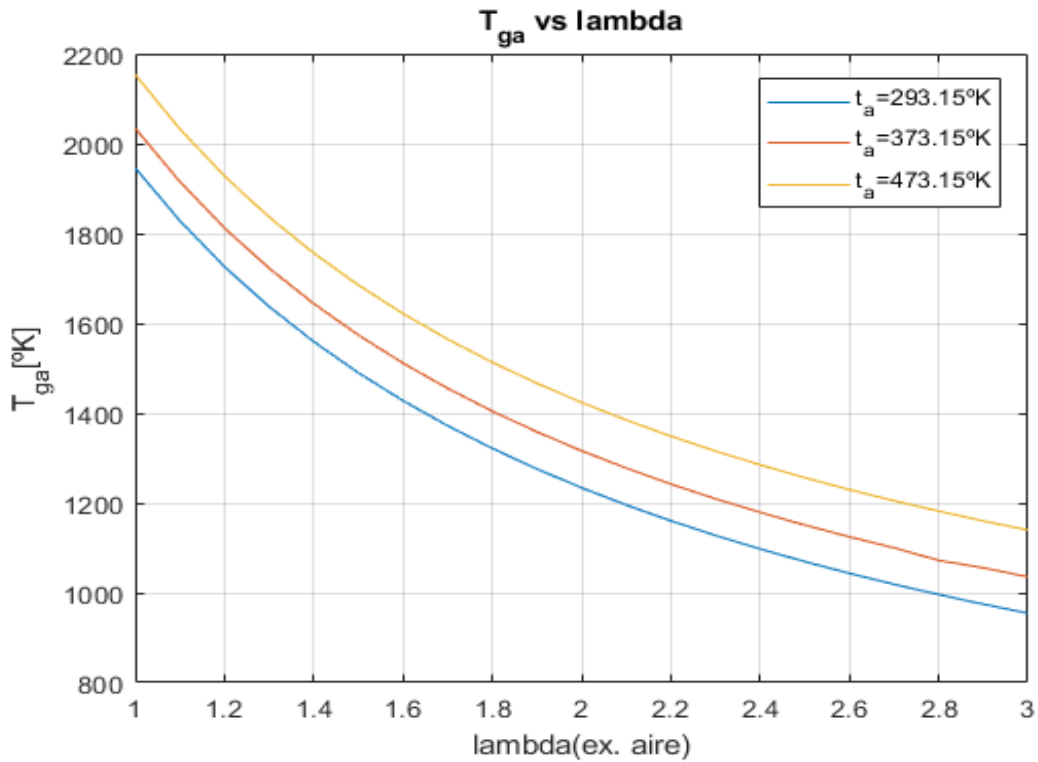


Figura 1-15: Impacto del exceso de aire y aire precalentado (Fuente: propia)

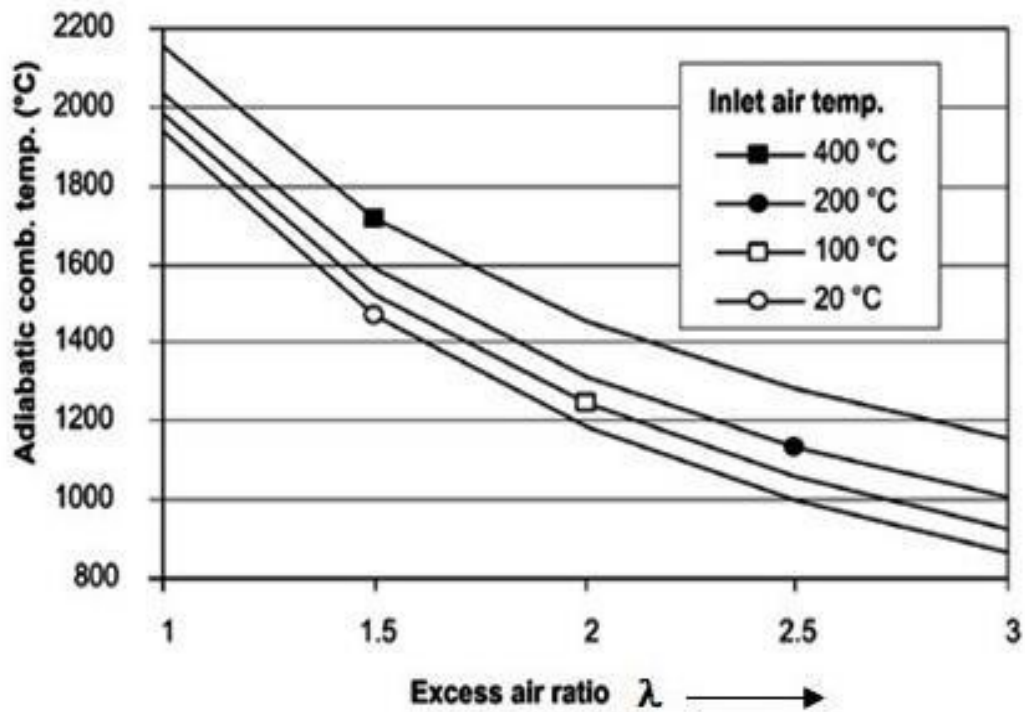


Figura 1-16: Impacto del exceso de aire y aire precalentado (Fuente: Carlos O Alderetes)

1.2.4 Modelo de economizador

El economizador forma parte de los recuperadores de calor de gases de combustión y está destinado a elevar la temperatura del agua de alimentación para su posterior vaporización en las superficies de calefacción de la caldera. Básicamente se tratan de intercambiadores de calor entre los gases finales de combustión y el agua de alimentación a la caldera.

En calderas como se sabe, los intercambiadores de calor contienen un gran número de tubos (a veces cientos) encapsulados en un casco con ejes paralelos al de éste. Los intercambiadores de tubos y coraza se clasifican según el número de pasos que se realizan por la coraza y por los tubos. En todos los intercambiadores multitubulares, el fluido que circula por la coraza se ve obligado a atravesar el bloque de tubos con flujo cruzado, paralelo, contraflujo o una combinación de disposiciones forzado por la presencia de unos tabiques deflectores perpendiculares a los tubos. De esta forma se consigue una mayor turbulencia, a su vez, un valor más alto del coeficiente de transmisión de calor para el fluido externo.

El bloque que simula un intercambiador de calor en Thermolib es el bloque “Heat Exchange” y puede ser configurado para diferentes disposiciones de tubos analizados por el método de eficiencia-NTU. Este método es fácil de usar cuando se conocen las temperaturas de entrada y de salida de ambos fluidos, a diferencia de los métodos tradicionales de cálculo basados en balances de energía y transmisión calor que requiere de resoluciones iterativas.

El método-NTU utilizado para modelar el intercambiador de calor de Thermolib calcula la máxima transferencia de calor posible entre dos flujos. La tasa de transferencia de calor real se puede determinar calculando la efectividad ε , que es la transferencia de calor real dividida por la máxima transferencia de calor posible, es decir:

$$\varepsilon = \frac{Q_{real}}{Q_{max}} \quad [ec. 1-20]$$

Para intercambiadores con arreglos en contraflujo la relación de efectividad es^[14]:

$$\varepsilon = \frac{1 - e^{-NTU \times (1-C)}}{1 - C \times e^{-NTU \times (1-C)}}; (C < 1) \quad [ec. 1-21]$$

donde:

ε : efectividad, eficiencia o rendimiento; es el cociente entre el calor absorbido o entregado por el fluido de capacidad calorífica menor y el máximo calor que podría intercambiarse.

NTU: parámetro adimensional definido como “Número de Unidades de Transferencia” que permite en cierta forma interpretar el tamaño físico del equipo.

C: coeficiente de capacidad calorífica entre ambos fluidos definida por:

$$C = \frac{C_{min.}}{C_{max.}} \quad [ec. 1-22]$$

El esquema de un intercambiador de calor en contraflujo se muestra en la figura 1-17

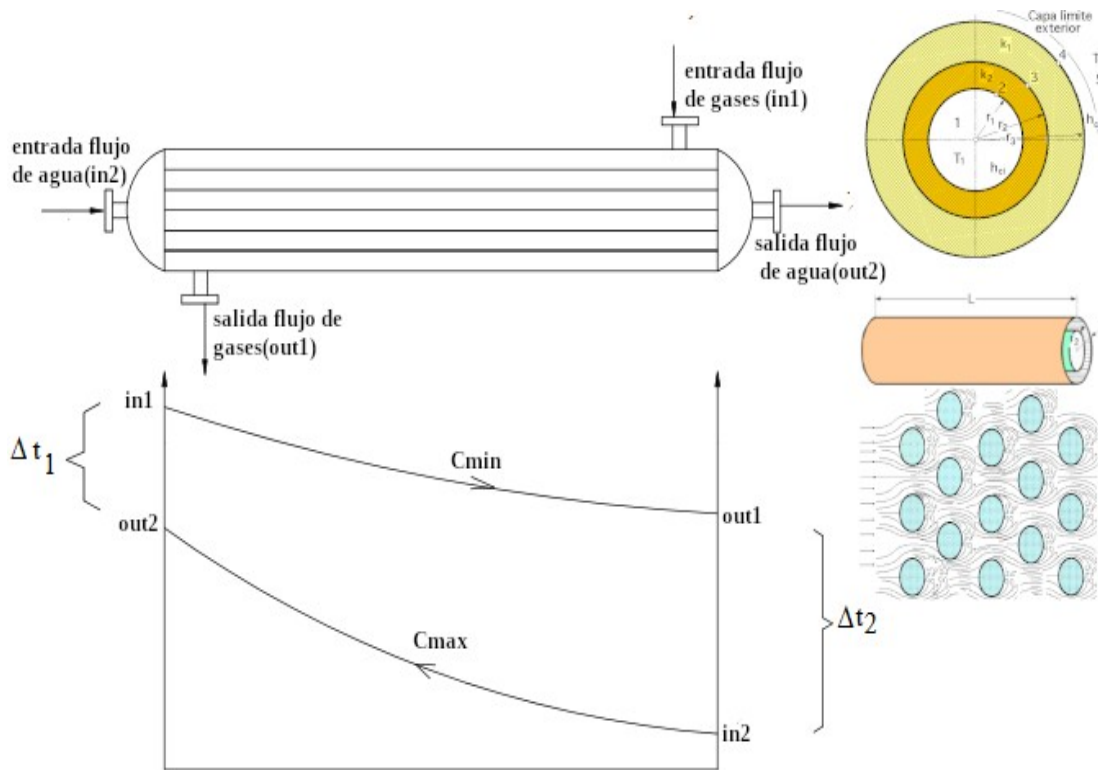


Figura 1- 17: Intercambiador de calor en contraflujo (Fuente: propia).

Por otro lado, las lecturas obtenidas en la simulación se muestran en la figura 1-18:

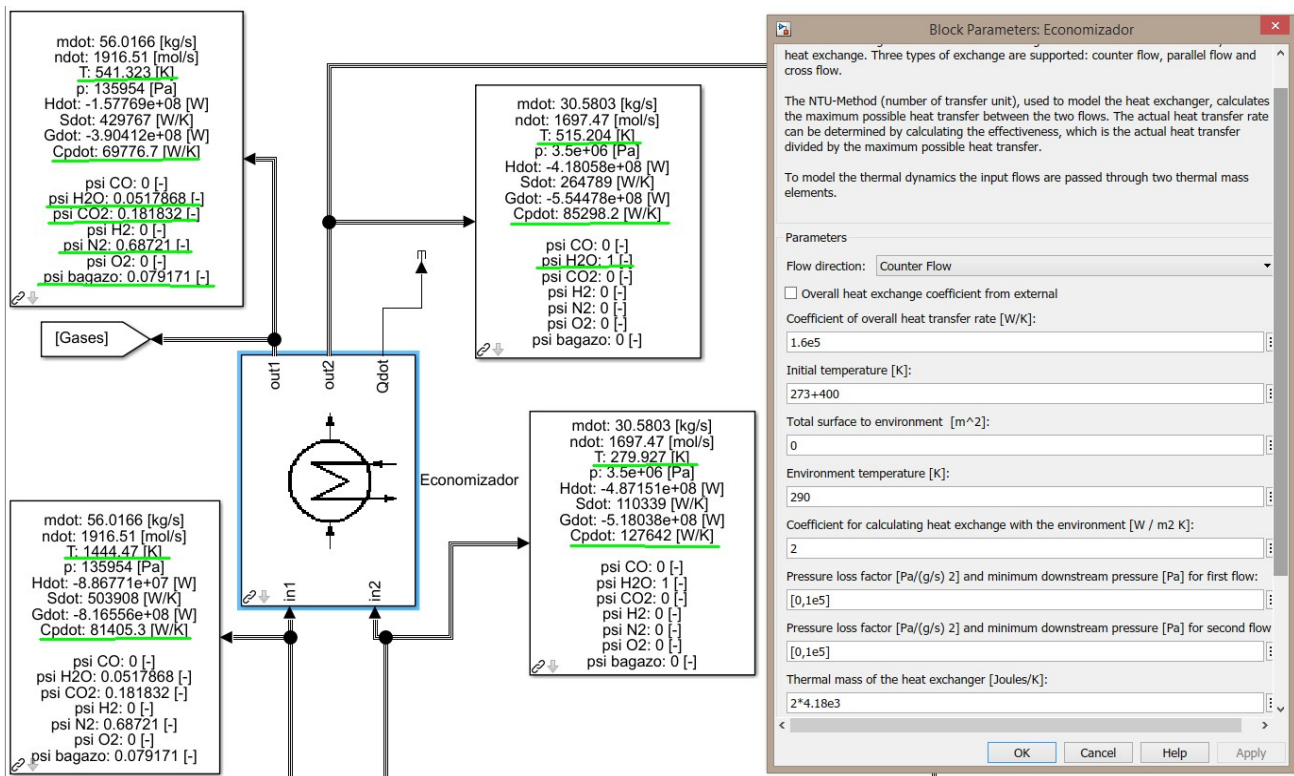


Figura 1-18: Economizador en Thermolib (Fuente:propia)

Cálculo de C_{min} :

$$C_{min} = \frac{(81405.3 \text{ W/K} \times 1444.47 \text{ K}) - (69776.7 \text{ W/K} \times 541.323 \text{ K})}{(1444.47 - 541.323) \text{ K}} = 88375.2 \text{ W/K}$$

Cálculo de C_{max} :

$$C_{max} = \frac{(85298.2 \text{ W/K} \times 515.704 \text{ K}) - (127642 \text{ W/K} \times 279.927 \text{ K})}{(515.204 - 279.97) \text{ K}} = 171598.0 \text{ W/K}$$

Calculo de efectividad primera forma:

Usando la ecuación 1-20 aplicada para cualquier intercambiador de calor.

$$Q_{max} = C_{min} (t_{g.in} - t_{a.in}) = 88.3752 \text{ kW/K} \times (1447.47 - 279.927) \text{ K} = 103182 \text{ kW}$$

$$Q_{real} = C_{min} (t_{g.in} - t_{g.out}) = 88.3752 \text{ kW/K} \times (1447.47 - 541.323) \text{ K} = 80080.9 \text{ kW}$$

$$\varepsilon = \frac{Q_{real}}{Q_{max}} = \frac{80080.9 \text{ kW}}{103182.0 \text{ kW}} = 0.776113$$

Calculo de efectividad segunda forma:

Usando la ecuación 1-21 para intercambiadores con disposición en contra flujo y $C < 1$

Calculo del coeficiente de calor:

$$C = \frac{C_{min}}{C_{max}} = \frac{88375.2 \text{ W/K}}{1715298.0 \text{ W/K}} = 0.515014$$

Calculo de NTU:

$$NTU = \frac{U \times A}{C_{min}} \quad [ec. 1-23]$$

donde:

NTU: Número de unidades de transferencia.

A: define la superficie de intercambio de calor.

C_{min} : Capacidad calorífico mínima.

U: Coeficiente Global de Transferencia de Calor. Se define en términos de la resistencia térmica total para la transferencia de calor entre los fluidos.

El valor de “U” es de suma importancia para diseños de intercambiadores de calor pues el concepto abarca el análisis térmico de los materiales empleados en las tuberías que se ven sometidas a altas temperaturas de los gases, este valor es muy afectado por las condiciones de las paredes de intercambio, por lo general en una pared sucia el valor “U” siempre será menor respecto a una pared limpia; por la complejidad en el diseño, los valores típicos de Coeficientes Globales de Transferencia de Calor para intercambiadores de calor en función de los fluidos en distintas condiciones se pueden encontrar en tablas de los libros de textos sobre termodinámica.

Por simplicidad se ha asumido que la tasa de intercambio de calor a simular tiene un valor “U*A” de $1.6 \cdot 10^5$ W/K (figura 1-18)

$$NTU = \frac{U \times A}{C_{min}} = \frac{160 \text{ kW/K}}{88.3752 \text{ kW/K}} = 1.81046$$
$$\varepsilon = \frac{1 - e^{-NTU \times (1-C)}}{1 - C \times e^{-NTU \times (1-C)}} = \frac{1 - e^{-1.81046 \times (1-0.515014)}}{1 - 0.515014 e^{-1.81046 \times (1-0.515014)}} = 0.743554$$

Los valores de la efectividad (ε) para ambos casos son muy similares por tanto, los resultados que muestra la simulación pueden ser válidos como requerimientos para su construcción física. Haciendo un ajuste a la ecuación 1-21 se puede obtener la relación entre el parámetro adimensional NTU y la efectividad:

$$NTU = \frac{1}{C-1} \times \ln\left(\frac{\varepsilon-1}{\varepsilon \times C-1}\right) \quad [ec. 1-24]$$

Del ejemplo anterior ($\varepsilon=0.776113$):

$$NTU = \frac{1}{0.515014-1} \times \ln\left(\frac{0.776113-1}{0.776113 \times 0.515014-1}\right) = 2.03361$$

1.2.4.1 Modelo aproximado del intercambiador de calor

El coeficiente global de transferencia de calor es de suma importancia en el diseño de intercambiadores de calor y su valor se basa en las resistencias térmicas de un sistema radial formado por tuberías de pared delgada. El modelo térmico estará representado por dos resistencias, una que modela la transferencia de calor por conducción a través del aislamiento y la otra modela la transferencia de calor por convección desde la superficie exterior del aislamiento a la temperatura de los gases, la relación con el coeficiente global de transferencia de calor es:

$$U = \frac{1}{A \sum R_{termicas}} \quad [ec. 1-24]$$

donde:

$$\sum R_{termicas} = R_{pared} + R_{incrustaciones} + \frac{1}{\alpha_g} + \frac{1}{\alpha_w} \quad [ec. 1-25]$$

donde:

R_{pared} : Resistencia térmica de pared.

$R_{incrustaciones}$: Resistencia térmica por incrustaciones o factor de ensuciamiento.

α_g : Coeficiente convectivo fluido de gases.

α_w : Coeficiente convectivo del agua de alimentación.

A: superficie de intercambio de calor.

En el análisis de resistencias térmicas se obtienen valores típicos U de 2000 a $6000 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^{[10]}$, la superficie efectiva de intercambio de calor se obtiene despejando la ecuación 1-23:

$$A = \frac{NTU \times C_{min}}{U} = \frac{2.03361 \times 88375.2 \text{ W/K}}{\frac{6000 \text{ W}}{\text{m}^2 \times \text{K}}} = 29.9534 \text{ m}^2$$

Calculo del número de tubos:

$$N = \frac{A}{L \times \pi \times D} \quad [\text{ec. 1-26}]$$

Se ha impuesto que el intercambiador de calor la longitud de los tubos es de 5 m y diámetro de $1''$:

$$N = \frac{29.9534 \text{ m}^2}{5 \text{ m} \times \pi \times 0.0254 \text{ m}} = 75.0745 \quad ; \text{ es decir } 75 \text{ tubos}$$

De la ecuación 1-24 se pueden definir los rangos típicos de “ U ” considerando que la pared de tubos esta limpia o sucia:

$$U_{limpio} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_g} + \frac{1}{\alpha_w} + R_p} \quad [\text{ec. 1-27}]; \quad U_{sucio} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_g} + \frac{1}{\alpha_w} + R_p + R_i} \quad [\text{ec. 1-28}]$$

a su vez:

$$U_{sucio} < U_{limpio}$$

Es obvio que para una caldera a bagazo el flujo de gases producirá incrustaciones en las paredes causadas por las partículas de cenizas, este análisis es muy complejo y las ecuaciones 1-27 y 1-28 no se pueden aplicar por falta de datos reales, en cambio se puede obtener una aproximación del rango de coeficiente global de transferencia de calor ajustando la ecuación 1-23:

$$U_{sucio} = \frac{NTU \times C_{min}}{A} = \frac{1.81046 \times 88375.2 \text{ W/K}}{29.9534 \text{ m}^2} = 5341.62 \text{ W/m}^2 \text{ K}$$

Comprobando la tasa de intercambio de calor ingresada en Thermolib:

$$\frac{5341.62 \text{ W}}{\text{m}^2 \text{ K}} \times 29.9534 \text{ m}^2 = 160000 \text{ W/K} = 1.6 \times 10^5 \text{ W/K}$$

Resumen comparativo:

Parámetro	Condiciones del intercambiador	
	Limpio	Sucio
$U[\text{W/m}^2 \text{ K}]$	6000.00	5341.62
$NTU[\text{adim.}]$	2.03361	1.81046
$\epsilon[\text{adim.}]$	0.776113	0.743554

Tabla 1-5: Comparación de resultados (Fuente:propia)

1.2.5 Modelo de calderín

Antes de implementar el diseño del calderín en Thermolib se han tenido en cuenta una serie de suposiciones:

- Existe una circulación natural del agua al interior del domo debido a las diferencias de densidades en las columnas de ascenso (risers) y descenso (downcomers) entre el calderín superior y el calderín de lodos.
- En el calderín superior (drum steam) siempre existirá una mezcla bifásica del líquido saturado y vapor saturado, por lo tanto la fracción de vapor nunca podrá ser totalmente cero o uno.
- El cambio de fase de líquido a vapor se efectúa absorbiendo el calor de los gases de combustión en forma gradual, y para lograrlo la evaporación del agua es mantenida dentro de ciertos valores para garantizar las temperaturas en la pared de tubos metálicos.
- No hay un aporte directo de calor ($Q=0$); sin embargo las columnas de ascenso tienen como función recuperar el calor de los gases de combustión para que durante la circulación del agua en la caldera pueda absorber y transportar la energía térmica suministrada por los gases de combustión a través de la superficie de calefacción.
- El flujo de agua a través de las columnas de bajada siempre será monofásica (agua) y la función del calderín de lodos es evitar la acumulación de lodos y sales en determinadas zonas donde es imposible su eliminación.
- El vapor formado en los risers es separado en el domo que provee el espacio para hacerlo, en tanto que el agua remanente junto al agua retenida del domo, vuelven al circuito de alimentación para comenzar el proceso nuevamente. Esto quiere decir que el agua recircula varias veces antes de su completa evaporación.

La circulación natural del agua es un tema complejo por lo que es una tarea difícil predecir con exactitud el comportamiento de las unidades involucradas; para el diseño y dimensionado del calderín superior deben tomarse en cuenta las siguientes consideraciones:

- El volumen del espacio vapor.
- El volumen de la fase líquida.
- El volumen ocupado por los separadores primarios y secundarios.
- Volumen de cañería de agua alimentación, dosificación química, purgas, etc.
- Velocidad a la salida de los risers.
- Velocidad del vapor en los separadores
- Capacidad y eficiencia de los separadores
- Vapor a la salida del domo

- Tiempo de retención del vapor
- Caída de presión en los separadores
- Factor volumétrico de uso

El modelo implementado para la circulación natural del agua en Thermolib se muestra a continuación:

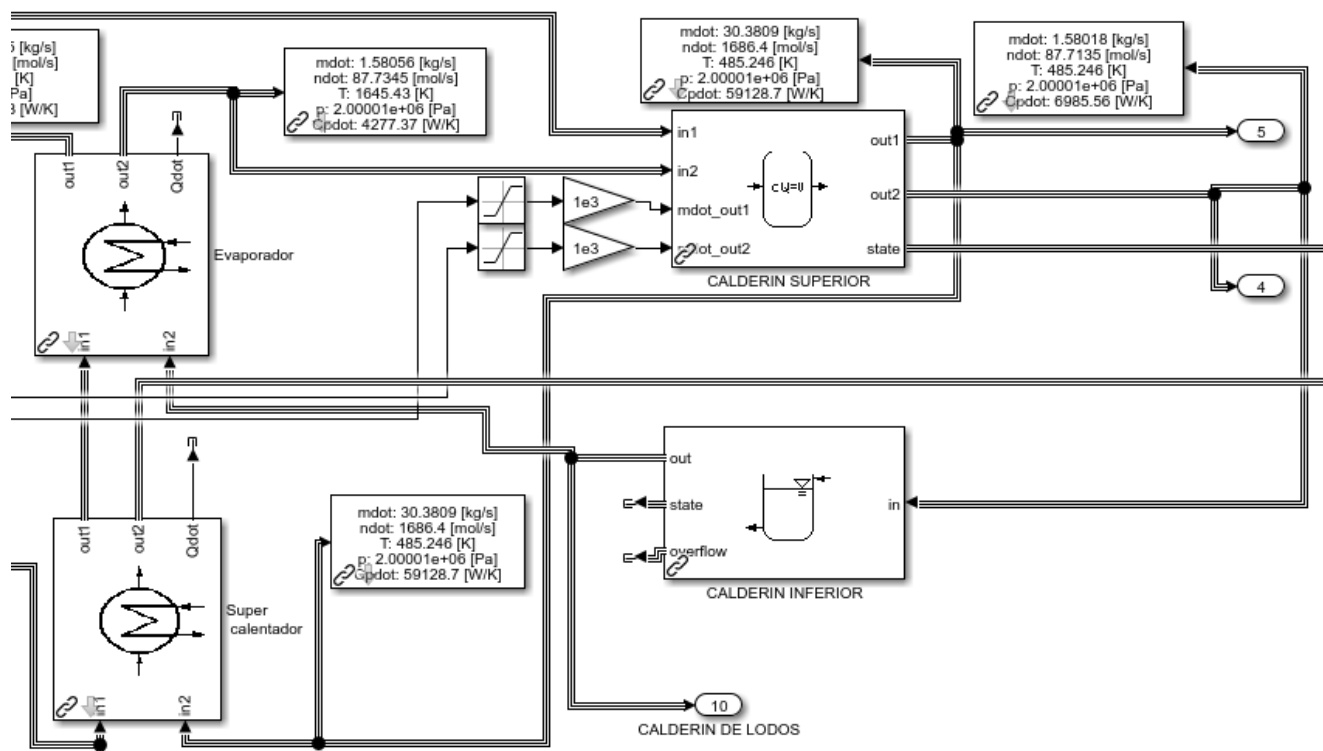


Figura 1-19: Simulación de calderín superior e inferior (Fuente:propia)

De la figura 1-19, el bloque denominado: CALDERÍN SUPERIOR, corresponde al bloque “Tank” de Thermolib, por defecto no existe intercambio de calor con el medio ambiente y se encuentra completamente aislado cumpliendo perfectamente con la característica general de cualquier domo de caldera: $dQ=0$

El valor de volumen y valores iniciales de presión y temperatura se definen en la ventana de configuración del bloque además de definir el número de entradas y salidas correspondientes. En un entorno real el tanque esta compuesto de varias unidades de entrada y salida por las que circula el agua sin embargo como una medida de simplificación al comportamiento natural del agua, el sistema ha sido simulado con dos entradas y dos salidas; el puerto “in1” corresponde a la entrada del agua de alimentación, el puerto “out1” corresponde a la salida del vapor saturado, el puerto “in2” esta conectada a un bus de flujo que pasa por intercambiador de calor y simula la columna de tubos de subida donde se da la transferencia de energía térmica con los gases de combustión y el puerto “out2” simula el flujo de agua por un bus de flujo que pasa al tanque líquido “CALDERÍN INFERIOR” y su salida se conecta al intercambiador para volver a pasar “in2” cerrando así el ciclo de circulación del agua. Todo el vapor saturado que sale del puerto “out2” es recalentado por otro intercambiador de calor denominado “Supercalentador” para obtener el vapor final.

1.3 Diseño de sistema de control

1.3.1 Breve descripción a los bloques de control.

Desde el punto de vista termodinámico, la caldera es un sistema abierto en régimen permanente, al cual ingresan y egresan corrientes de fluidos caracterizadas por su flujo másico y por un conjunto de variables físicas y químicas que, representan las condiciones iniciales de ingreso al equipo y las que resultan de los procesos que tienen lugar dentro del hogar de la caldera.

El sistema de control de una caldera se refiere al conjunto de instrumentos, dispositivos de transmisión de señales y elementos de control conectados entre sí, con el propósito de regular dentro de ciertos límites uno a varios parámetros esenciales para el funcionamiento adecuado del equipo.

Debido a la naturaleza termodinámica de los diferentes procesos que se desarrollan en equipos como bombas, compresores, motores, válvulas automáticas, calderas, etc, las variables de salida se consideran de respuesta lenta debido al retardo de tasa de flujo que pasan sobre estos. Como mínimo, para cualquier dispositivo por el que pasa un flujo el tiempo de retardo característico del flujo a la salida se describe como una función de transferencia de primer orden:

$$\frac{y(s)}{u(s)} = \frac{1}{\tau s + 1} \quad [ec. 1-29]$$

donde:

$y(s)$: indica la señal de salida retardada.

$u(s)$: indica la señal de control a la entrada.

τ :indica el tiempo característico.

La principal función de los controladores automáticos es compensar los tiempos de retardo para reaccionar a una mayor velocidad y precisión que lo haría un operador humano, esto lo logra midiendo el error entre un valor medido y un valor deseado. Los algoritmos de control PID consisten en la suma de los parámetros de control proporcional, control integral y control derivativo. La parte proporcional busca que el error en estado estacionario del sistema sea cero, mientras que la parte integral tiene como propósito disminuir y eliminar el error en estado estacionario provocado por perturbaciones exteriores y que no pueden ser corregidos por el control proporcional; por ultimo la parte derivativa actúa cuando hay un cambio en el error, es decir: mantiene el error al mínimo (de no existir cambios en el error, solamente actúan los modos proporcional y derivativo).

En un lazo PID están involucrados algunas variables tales como:

- La variable de proceso (vp) o variable que se quiere controlar
- La referencia o consigna (r), es el valor que se desea que tenga la variable de proceso

• La variable de control (vc), es la señal que ordena al actuador modificar el estado de la variable de proceso.

Internamente el controlador calcula la señal error (e) como la diferencia entre el valor de referencia y la variable de proceso ($e = r - vp$). La señal error es la entrada al algoritmo PID, el cual se resume a resolver la ecuación:

$$vc = K_p e + K_i \int e dt + K_d \frac{de}{dt} \quad [ec. 1-30]$$

Todas las funciones de transferencia son en el dominio de “s”, (de la transformada de Laplace) por lo que es mejor expresar la ecuación 1-30 en función de “s”

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \quad [ec. 1-31]$$

Al desconocer el proceso de una planta, el controlador PID es considerado el más adecuado aún así, el uso de controles PID no garantiza el control óptimo del sistema es decir, que el controlador este adaptado a los cambios del sistema respondiendo correctamente.

Algunas aplicaciones pueden solo requerir de uno o dos modos de los que provee este sistema de control. Un controlador PID puede ser llamado también PI, PD, P o I en la ausencia de las acciones de control respectivas. En general, el 95% de los controladores usados en la industria de procesos, incluida la azucarera, son controladores PID, y en casi un 80% de los casos solo se usan las acciones proporcional e integral del mismo^[15].

Para la etapa de control en la simulación de caldera a bagazo, se han ocupado los controladores genéricos PID que ofrece Thermolib, como se ha mencionado anteriormente, implementarlos no garantiza el control óptimo del sistema. La simulación de una etapa de control es un aspecto fundamental en el diseño de calderas o para mejorar las prestaciones que ofrece una caldera en uso; la mayoría de usuarios de calderas que no disponen de herramientas de cálculo y simulación como las que cuentan los fabricantes^[6] para validar experimentalmente los resultados de su proyecto de diseño, se ven forzados a realizar ensayos a cargo de personal calificado que certifique los resultados acorde a su experiencia.

El desarrollo del bloque de control de caldera en Matlab cuenta con una serie de controladores PI; los ajustes de los parámetros de acción no cuentan con ninguna base teórica que los respalde, este tema será abordado con más detalles en el capítulo II; por el momento, unicamente se ha valido siguiendo una serie de tutoriales y manuales que ofrece Thermolib en su pagina web^[8].

La figura 1-20 muestra el bloque final simulando el bloque de control, las principales variables como objeto de control son:

- Caudal de bagazo.
- Caudal de aire.
- Caudal de agua de alimentación.
- Caudal de vapor.

Las variables a la salida de la caldera con objeto de medición son:

- Presión de vapor.
- Nivel de agua en el domo.
- Temperatura de vapor.
- Temperatura de aire

Las principales perturbaciones que afectan el funcionamiento adecuado de una caldera son:

- Variaciones en la carga (vapor demandado).
- Variaciones en el caudal de bagazo suministrado.
- Variaciones en la calidad de bagazo (% de humedad)

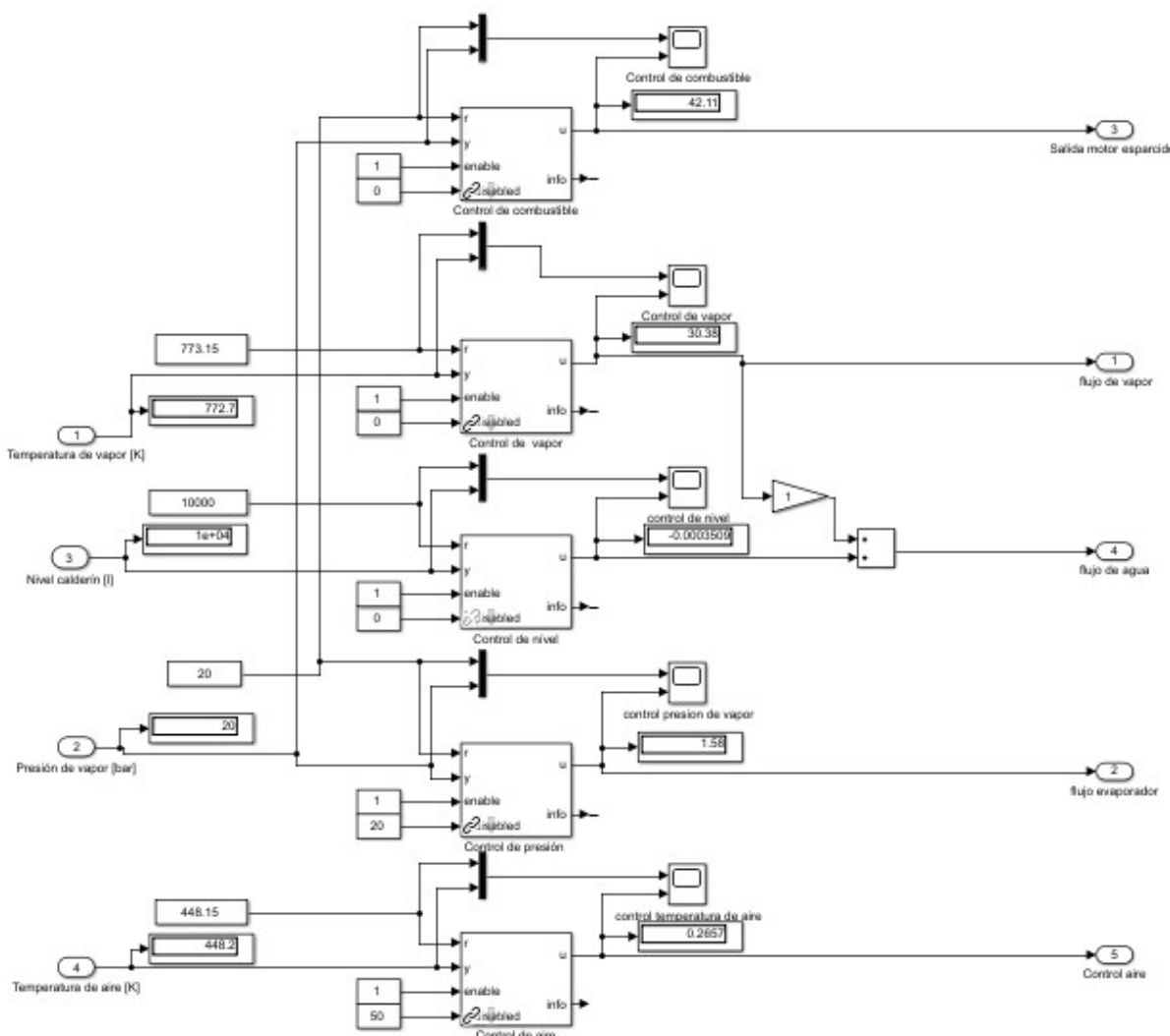


Figura 1- 20: Bloque de controles (Fuente: propia).

La figura 1-20 muestra internamente el bloque “Controles”, después de realizar varios ensayos en la simulación, se determinó que a 1100 segundos, los parámetros de la caldera han alcanzó su estado estacionario como muestran las figuras 1-21 a 1-25

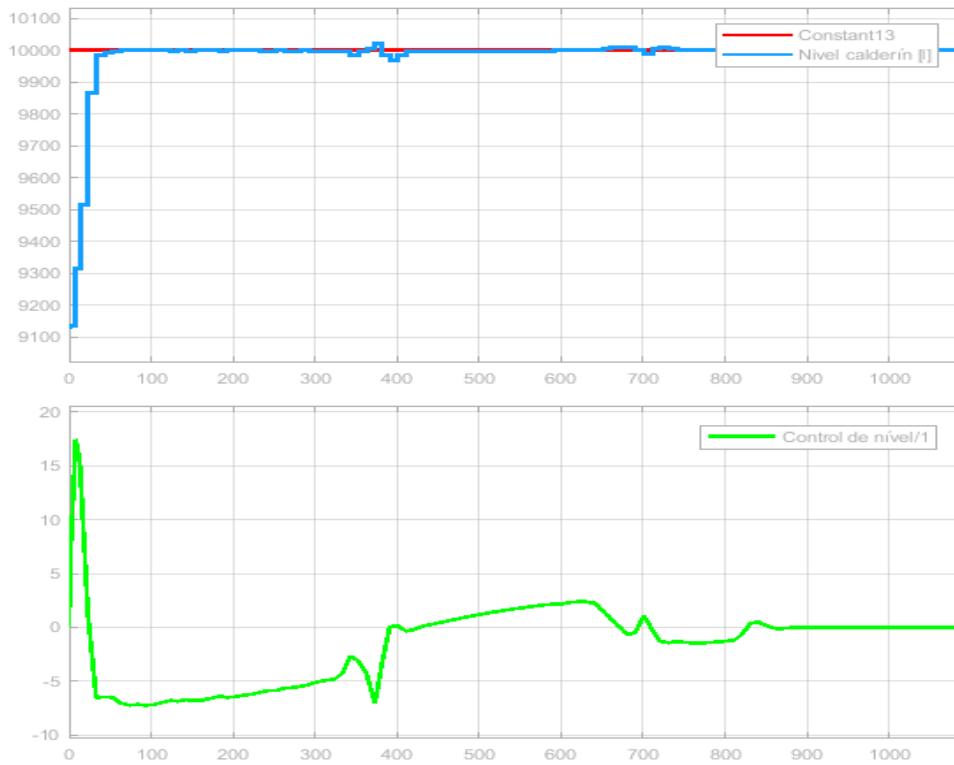


Figura 1-21: Control de nivel (Fuente: propia)

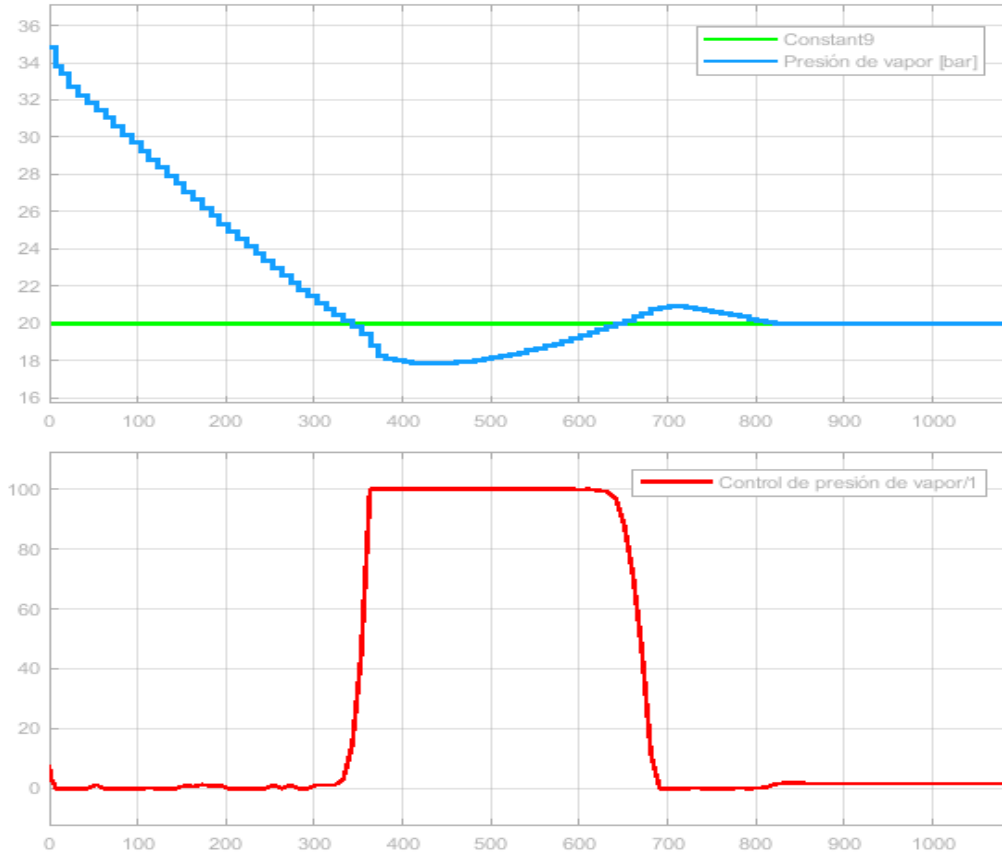


Figura 1-22: Control de presión (Fuente:propia)

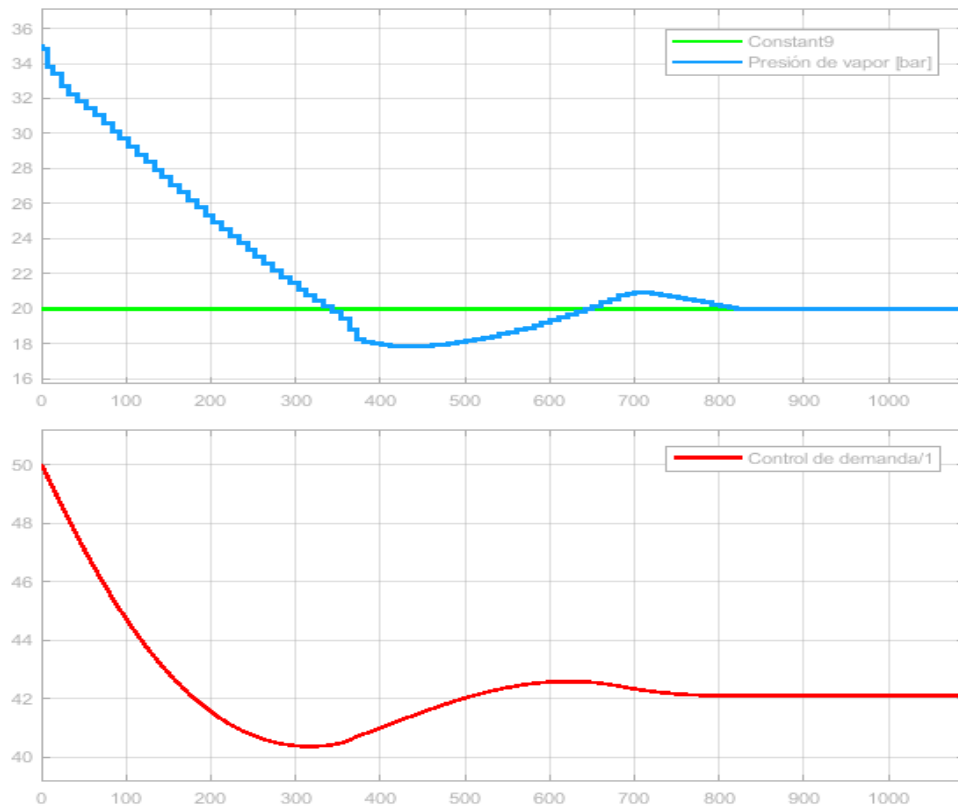


Figura 1-23: Control flujo de combustible (Fuente:propia)

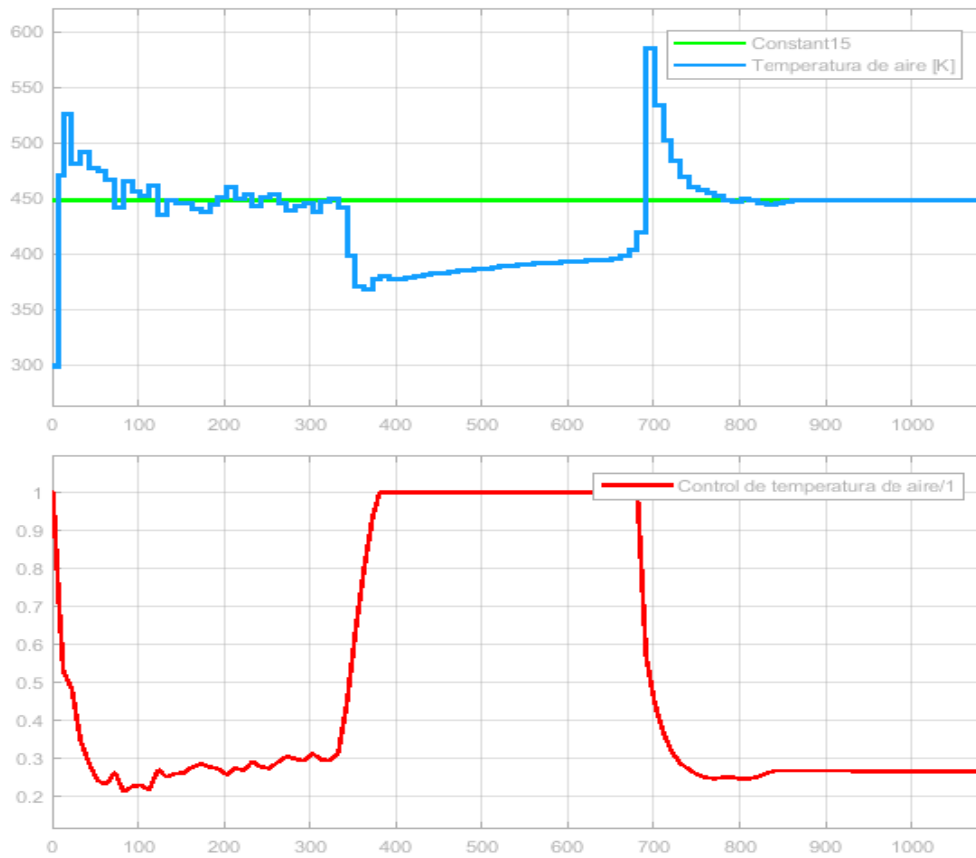


Figura 1-24: Control temperatura de vapor (Fuente:propia)

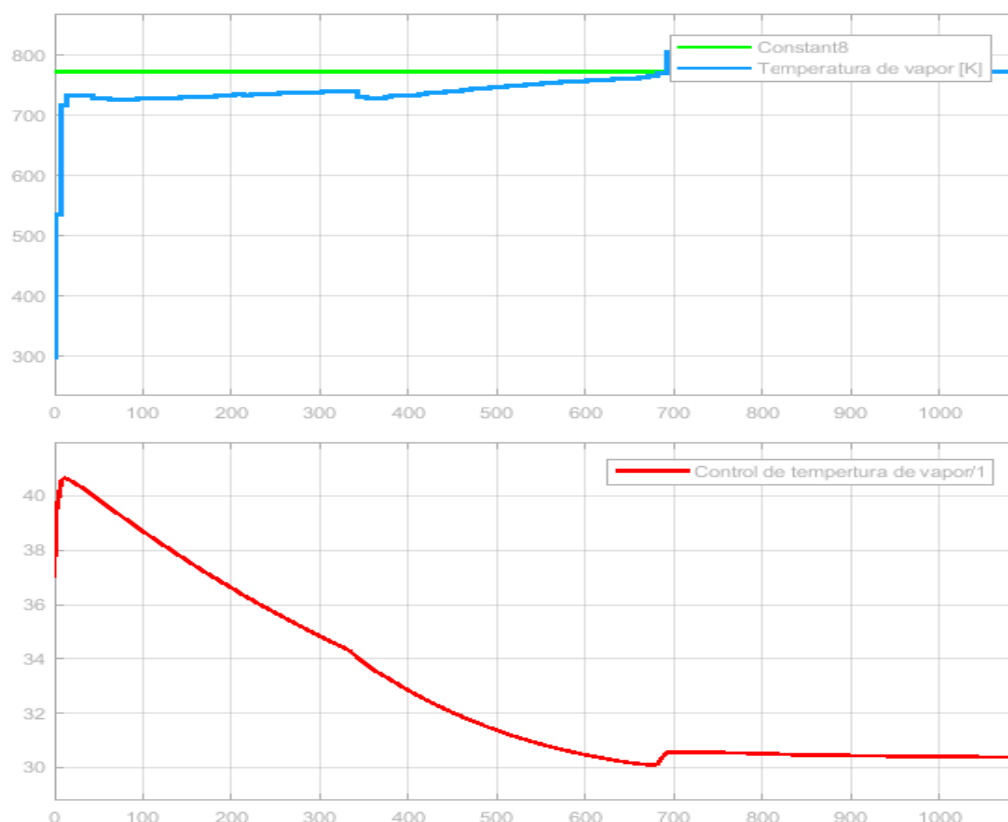


Figura 1-25: Control temperatura de aire (Fuente:propia)

1.3.2 Simulación de un ciclo Rankine de vapor sobrecalentado

Hasta el momento, se han hecho análisis de manera individual de los principales subsistemas que conforman una caldera. Todos los resultados obtenidos no hubieran sido posibles sin la existencia de algún tipo de control; como lo menciona Cengel^[11] en la mayoría de ejemplos en los que desarrolla análisis de sistemas termodinámicos, debe suponer condiciones estacionarias de operación, condiciones que únicamente son posibles mediante la implementación de controles y la mejor forma de validar que los controles funcionan correctamente es que todos los subsistemas hayan alcanzado condiciones estacionarias. El ciclo Rankine ha sido elegido para demostrar el correcto funcionamiento de la caldera en centrales eléctricas de vapor; además es práctico para demostrar que una caldera es básicamente un enorme intercambiador de calor que se origina en los gases de combustión y se transfiere al agua a presión constante hasta generar vapor lo suficientemente útil para el accionamiento de una turbina (es decir que todo el calor producido antes de alcanzar el estado estacionario es prácticamente inútil). En la búsqueda de un modelo aproximado a un ciclo de vapor real, se ha usado como referencia datos de una caldera a bagazo de un ingenio típico de El Salvador^[12] a la simulación, como conveniencia, algunos datos han sido ligeramente cambiados para facilitar el análisis haciendo uso de las tablas de Cengel^[11], los principales datos a trabajar son: 76706 kg/h de bagazo máximo que entra a la caldera; 20 Bar de presión de vapor; 500 °C de temperatura de vapor; 175 °C de temperatura de aire; 35% de exceso de aire y 300 K de temperatura ambiental. Las figuras 1-26 y 1-27 muestran el esquema del ciclo Rankine simulado:

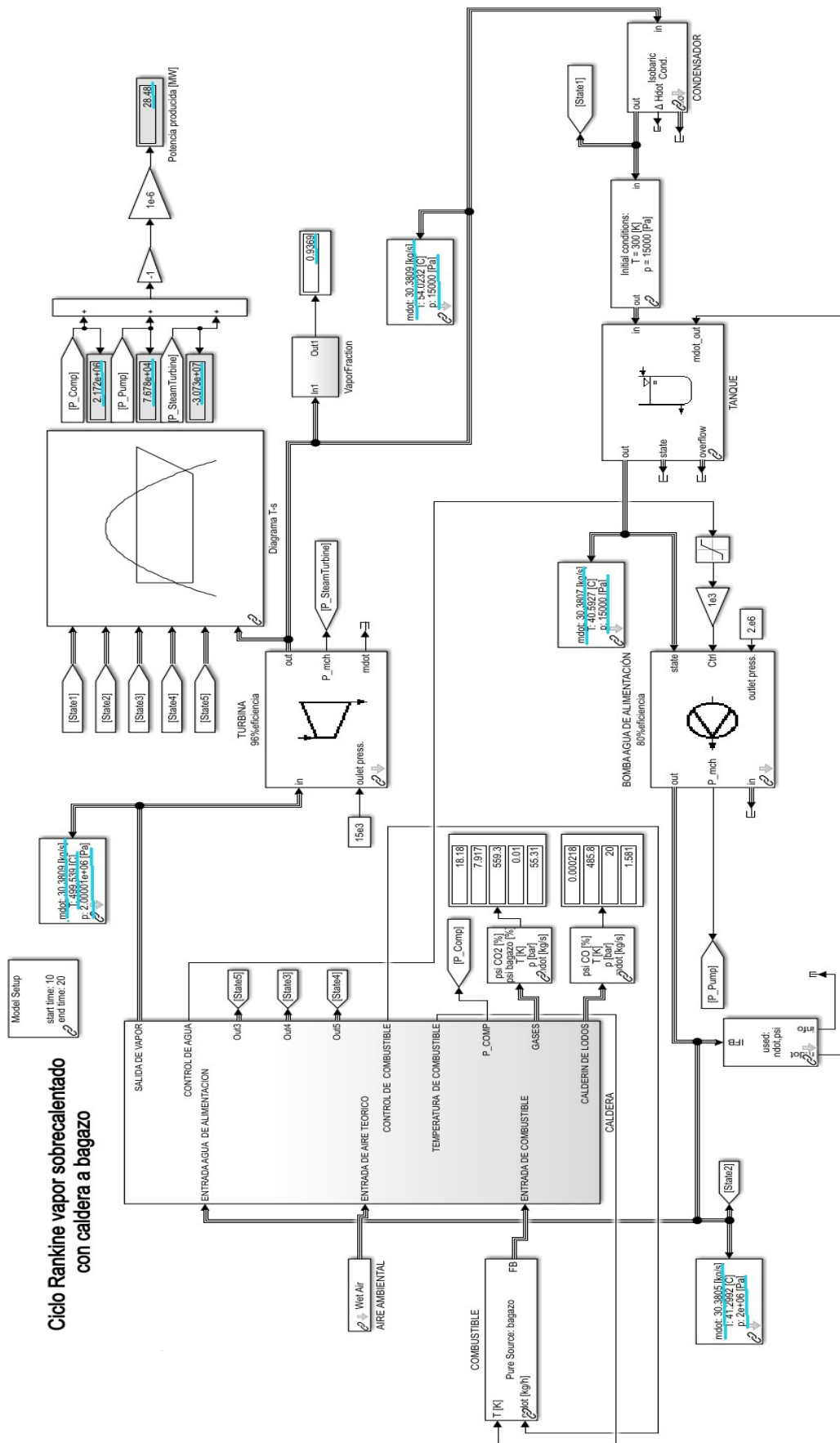


Figura 1-26: Simulación final ciclo de vapor (Fuente:propia)

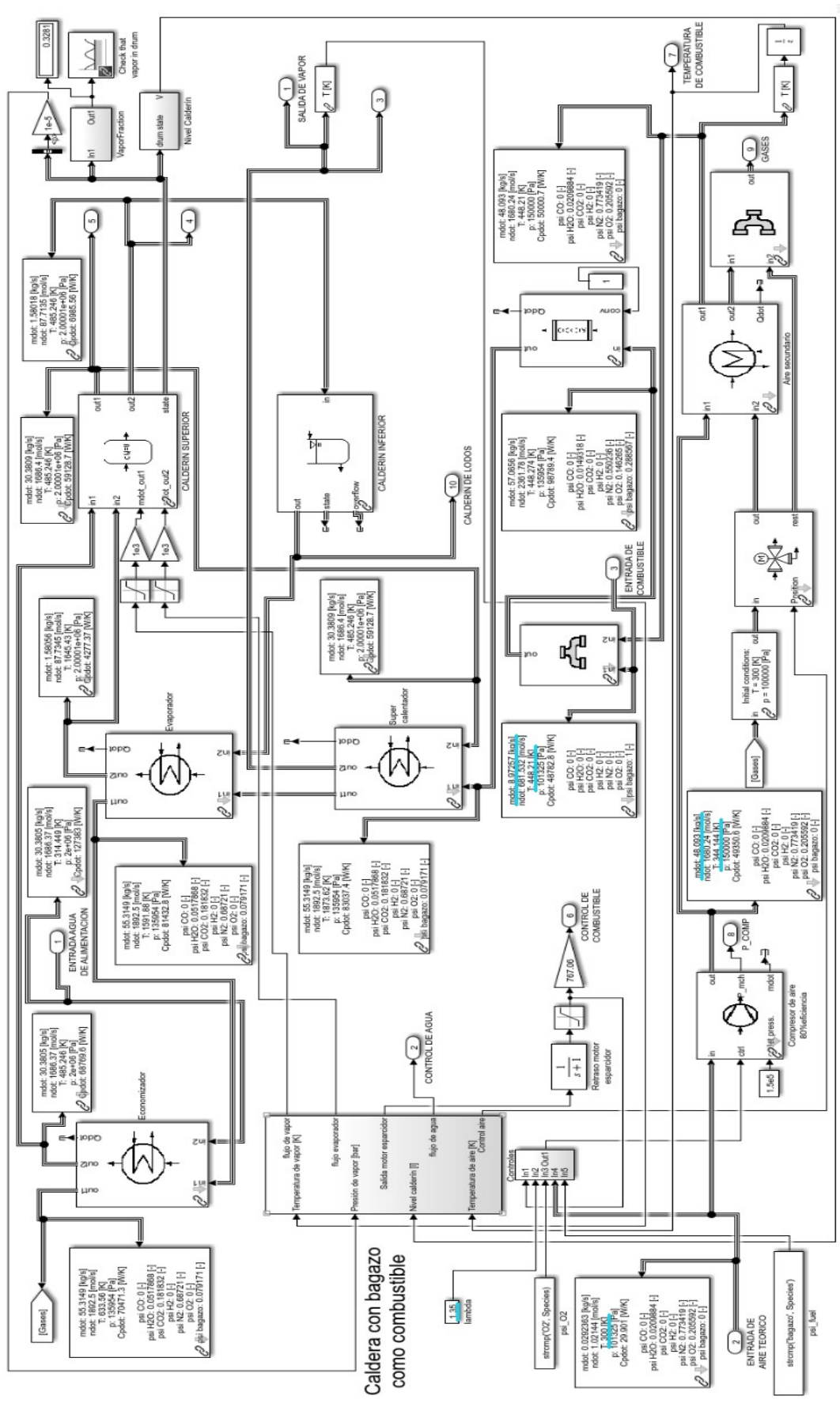


Figura 1- 27: Simulación final caldera (Fuente:propia)

1.3.2.1 Bloques adicionales a la simulación

Turbina.

El bloque de la turbina disminuye la presión de un flujo entrante a una presión de salida dada para producir una potencia mecánica a una eficiencia isentrópica definida. La eficiencia isentrópica se define como parámetro de entrada en función del flujo másico y se cumple la Primera ley de termodinámica aplicada a turbinas:

$$P_{mecanica} = \dot{m}(h_{entrada} - h_{salida}) \quad [ec. 1-32]$$

$$\eta_s = \frac{\Delta h}{\Delta h_s} \quad [ec. 1-33]$$

$$P_{mecanica} = \dot{m} \times \eta_s \times \Delta h_s \quad [ec. 1-34]$$

Compresor.

El bloque compresor aumenta la presión de un flujo gaseoso entrante a una presión de salida determinada o a una potencia mecánica determinada. El modelo de compresor isentrópico determina el estado termodinámico del flujo de salida multiplicando el flujo máximo por una señal de control, es decir:

$$\dot{m} = m_{max}^{\circ} \times ctrl \quad [ec. 1-35]$$

Una señal proveniente de un controlador generalmente se conecta al puerto “ctrl” del bloque para tener control del flujo que pasa a través del compresor. La potencia mecánica consumida para realizar este trabajo se determina por:

$$P_{mecanica} = \dot{m} \Delta h \quad [ec. 1-36]$$

Bomba.

El bloque bomba aumenta la presión de un fluido líquido entrante a una presión determinada. Para calcular la potencia consumida se considera el modelo de eficiencia térmica afectado por la irreversibilidad:

$$w_{bomba, entrada} = \frac{v_1(P_2 - P_1)}{\eta_p} \quad [ec. 1-37]$$

Mezclador.

El bloque mezclador calcula la temperatura, composición y presión después de una mezcla adiabática de dos fluidos teniendo en cuenta los cambios de fase. La entalpía de salida es la suma de las entalpías de entrada al igual que el flujo másico de salida es la suma de los flujos másicos de entrada cumpliendo así la Primera ley de termodinámica:

$$\dot{m}_1 \times h_1 + \dot{m}_2 \times h_2 = \dot{m}_{salida} \times h_{salida} \quad [ec. 1-38]$$

Válvula de tres vías.

La válvula de tres vías divide un flujo entrante en dos partes. El valor de posición en el puerto “Position” determina el porcentaje de distribución. Una posición de válvula en 1 significa que la válvula está completamente abierta y todo el flujo se dirige hacia el puerto “out”, mientras que un

valor de 0 representa una válvula cerrada llevando todo el flujo hacia el puerto “rest”. La Primera ley de Termodinámica se cumple con:

$$\dot{m}_{entrada} h_{entrada} = \dot{m}_{out} h_{out} + \dot{m}_{rest} h_{rest} \quad [ec. 1-39]$$

$$\dot{m}_{out} = Position \times \dot{m}_{entrada} \quad [ec. 1-40]$$

$$\dot{m}_{rest} = (1 - Position) \times \dot{m}_{entrada} \quad [ec. 1-41]$$

Otros elementos que merecen la pena ser mencionados son:

- Diferentes sensores para monitorear varios puntos de la simulación,
- Buses de flujo que simulan el fluido a través de una tubería.
- Bloque de diagrama Temperatura-Entropía.
- Sustancias puras (bloque de bagazo y Wet Air).
- Tanque con sustancia pura (H₂O).
- Bloque de condiciones iniciales.
- Bloque reactor.

1.3.2.2 Análisis de la simulación

Entre las lecturas más importantes de la simulación están:

- Bagazo que entra a la caldera: 8.97259 kg/s.
- Flujo de vapor: 30.3809 kg/s
- Flujo de agua: 30.3807 kg/s
- Flujo de aire: 48.093 kg/s
- Presión de vapor: 2.00001×10^6 Pa.
- Temperatura de vapor: 499.539 °C
- Temperatura de aire: 448.21 K
- Temperatura del compresor: 344.144 K
- Calidad de vapor a la salida de la turbina: 0.9369
- Producción neta: 28.48 MW.
- Potencia producida por la turbina: 3.073×10^7 W ($\eta_T=96\%$)
- Potencia consumida por la bomba: 7.678×10^4 W ($\eta_B=80\%$)
- Potencia consumida por el compresor: 2.172×10^6 W ($\eta_C=80\%$)

Para la entrada de trabajo a la bomba, se lee los valores de la tabla A-5 del libro de Cengel^[11] a 15kPa y se aplica la ecuación 1-34:

$$v_1 = v_f @ 15 \text{ kPa} = 0.001014 \text{ m}^3/\text{kg}$$

$$h_1 = h_f @ 15 \text{ kPa} = 225.94 \text{ kJ/kg}$$

$$h_{fg} @ 15 \text{ kPa} = 2372.3 \text{ kJ/kg}$$

$$s_f @ 15 \text{ kPa} = 0.7549 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$$

$$s_{fg} @ 15 \text{ kPa} = 7.2522 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$$

$$w_{\text{bomba, entrada}} = \frac{1.014 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{kg} (2 \times 10^3 - 15) \text{ kPa}}{0.8} = \frac{2.51599 \text{ kPa} \times \text{m}^3}{\text{kg}}$$

$$w_{\text{bomba, entrada}} = \frac{2.51599 \text{ kPa} \times \text{m}^3}{\text{kg}} \times \left(\frac{1 \text{ kJ}}{1 \text{ kPa} \times 1 \text{ m}^3} \right) = 2.51599 \text{ kJ/kg}$$

Con un flujo de agua de $\dot{m} = 30.3807 \text{ kg/s}$:

$$\dot{w}_{\text{entrada, bomba}} = \dot{m} \times w_{\text{entrada, bomba}} = 30.3807 \text{ kg/s} \times 2.51599 \text{ kJ/kg} = 76.4375 \text{ kJ/s} = 76.4375 \text{ kW}$$

Para la entrada de trabajo al compresor, se obtienen los valores de “h” para 300 y 344.144 K en la tabla A-17 del libro de Cengel^[11] y se aplica la ecuación 1-33:

$$h_{300 \text{ K}} = 300.19 \text{ kJ/kg}, \quad h_{340 \text{ K}} = 340.42 \text{ kJ/kg}, \quad h_{350 \text{ K}} = 350.49 \text{ kJ/kg}$$

Interpolando para $h_{344.144 \text{ K}}$:

$$h_{344.144 \text{ K}} = 340.42 \text{ kJ/kg} + \frac{(344.144 - 340) \text{ K} \times (350.49 - 340.42) \text{ kJ/kg}}{(350 - 340) \text{ K}} = 344.593 \text{ kJ/kg}$$

$$P_{\text{mecanica}} = 48.093 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times (344.593 - 300.19) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 2135.47 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 2135.47 \text{ kW}$$

Para el análisis de la turbina, primero se debe conocer la entalpía y entropía en este punto del ciclo con las ecuaciones:

$$h_T = h_f + x h_{fg} \quad [\text{ec. 1-42}]$$

$$s_T = s_f + x s_{fg} \quad [\text{ec. 1-43}]$$

Con una calidad de vapor de $x = 0.9369$ se tiene que:

$$h_T = 225.94 + 0.9369 \times 2372.3 [\text{kJ/kg}] = 2448.55 \text{ kJ/kg}$$

$$s_T = 0.7549 + 0.9369 \times 7.2522 [\text{kJ/kg}\cdot\text{K}] = 7.54949 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$$

En la tabla A-6^[11] de Cengel se obtienen los datos a 2MPa cercanos a $s_T = 7.54949 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$:

$$h_{500^\circ\text{C}} = 3468.3 \text{ kJ/kg}, \quad s_{500^\circ\text{C}} = 7.4337 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K};$$

$$h_{600^\circ\text{C}} = 3690.7 \text{ kJ/kg}, \quad s_{600^\circ\text{C}} = 7.7043 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K};$$

Interpolando:

$$h_c = 3468.3 \text{ kJ/kg} + \frac{(3690.7 - 3468.3) \text{ kJ/kg} \times (7.54949 - 7.4337) \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}}{(7.7043 - 7.4337) \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}} = 3563.47 \text{ kJ/kg}$$

La turbina tiene una eficiencia de 96%, aplicando ecuación 1-33:

$$\eta_s = \frac{\Delta h}{\Delta h_s}; 0.96 = \frac{(3563.47 - 2448.55) \text{ kJ/kg}}{(3563.47 - h_s) \text{ kJ/kg}}; h_s = 2402.1 \text{ kJ/kg}$$

Salida de trabajo de la turbina con $\dot{m}_{\text{vapor}} = 30.3809 \text{ kg/s}$ (ecuación 1-34):

$$P_{\text{mecánica}} = \dot{m} \times \eta_s \times \Delta h_s = 30.3809 \text{ kg/s} \times 0.96 \times (3563.47 - 2402.1) \text{ kJ/kg} = 33872.1 \text{ kJ/s} = 33.8721 \text{ MW}$$

Como comentario, a diferencia de la bomba o el compresor donde la eficiencia es fija, la eficiencia de la turbina esta en función de la cantidad de flujo de vapor, en la simulación se ha programado una variación de eficiencia entre 85% y 96% por lo cual afecta al porcentaje de humedad y por consiguiente a la potencia de salida en la turbina.

La potencia producida (W_{neto}) por el ciclo de vapor es:

$$[33.8721 - 2.13547 - 0.0764375] \text{ MW} = 31.6602 \text{ MW}$$

La eficiencia térmica se calcula como:

$$\eta_{\text{ter}} = \frac{W_{\text{neto}}}{\dot{Q}_{\text{entrada}}} = 1 - \frac{\dot{Q}_{\text{salida}}}{\dot{Q}_{\text{entrada}}} \quad [\text{ec. 1-44}] \text{ y } [\text{ec. 1-45}]$$

El calor que entra a la caldera debe cumplir la ecuación:

$$\dot{Q}_{\text{entrada}} = \dot{m} \times (h_{\text{salida}} - h_{\text{entrada}}) \quad [\text{ec. 1-46}]$$

La entalpía a la entrada de la caldera es:

$$h_{\text{entrada}} = h_1 + \dot{w}_{\text{entrada, bomba}} = (225.94 + 2.51599) \text{ kJ/kg} = 228.456 \text{ kJ/kg}$$

Con $\dot{m} = 30.3807 \text{ kg/s}$ y $h_{\text{salida}} = 3563.47 \text{ kJ/kg}$ se tiene que:

$$\dot{Q}_{\text{entrada}} = 30.3807 \text{ kg/s} \times (3563.47 - 228.456) \text{ kJ/kg} = 101320 \text{ kW}$$

Aplicando ecuación 1-44:

$$\eta_{\text{ter}} = \frac{31.6602 \text{ MW}}{101.320 \text{ MW}} = 0.312477$$

El rechazo de calor para este ciclo es (ecuación 1-45):

$$\dot{Q}_{\text{salida}} = \dot{Q}_{\text{entrada}} (1 - \eta_{\text{ter}}) = 101.320 (1 - 0.312477) = 69.6598 \text{ MW}$$

Otro dato de interés es determinar el Poder Calorífico Inferior (H_i) liberado por el bagazo a partir de:

$$\dot{m}_{\text{bagazo}} = \frac{\dot{Q}_{\text{entrada}}}{H_i} \quad [\text{ec. 1-47}]$$

Con $\dot{m}_{\text{bagazo}} = 8.97259 \text{ kg/s}$:

$$H_i = \frac{\dot{Q}_{\text{entrada}}}{\dot{m}_{\text{bagazo}}} = \frac{101320 \text{ kJ/s}}{8.97259 \text{ kg/s}} = 11292.2 \text{ kJ/kg}$$

Este valor es muy parecido al obtenido en el balance de energía en el hogar, con la ecuación 1-19 se obtuvo un valor de $H_i = 11.5639 \text{ MJ/kg}$, es decir que la simulación del bagazo como combustible ha mantenido el porcentaje de humedad programado a 25%.

Otro dato de interés es el diagrama del ciclo T-s obtenido de la simulación (figura 1-28) que se compara directamente con Cengel^[11] (figura 1-29).

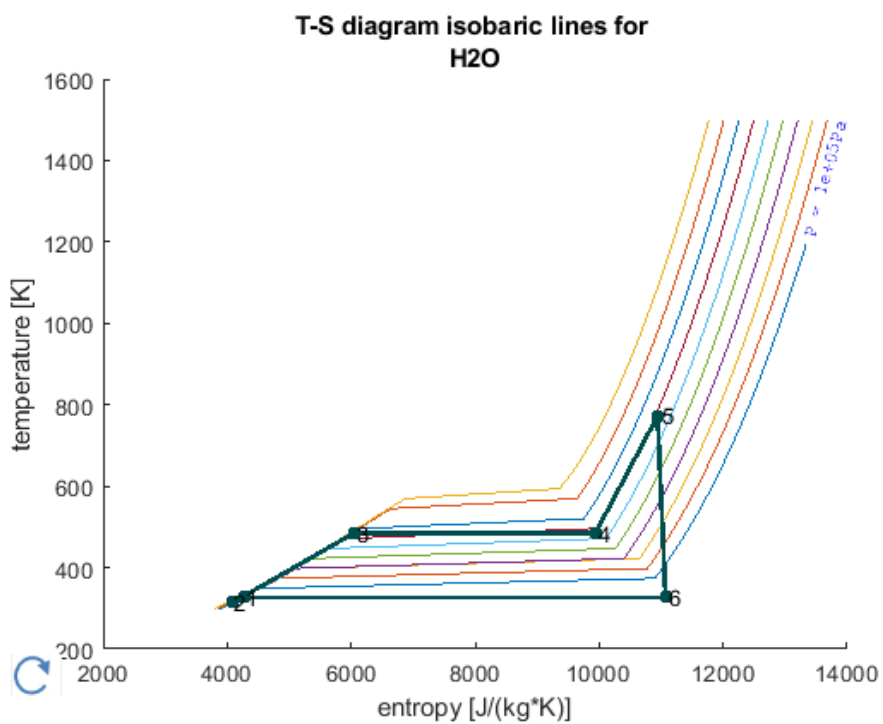


Figura 1-28: Diagrama T-s (Fuente: propia)

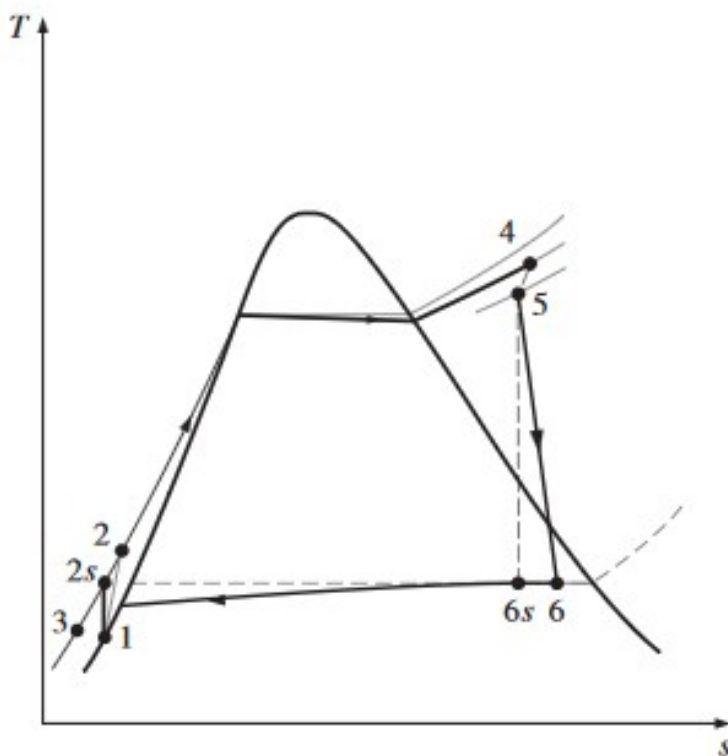


Figura 1-29: Diagrama T-s (Fuente: Cengel)

Por ultimo, se puede resumir el análisis realizado con una tabla comparativa entre los resultados teóricos y simulados del ciclo Rankine.

Parámetro	Ciclo de vapor sobrecalentado	
	Teórico	Simulado
$W_{\text{entrada,bomba}}$ [MW]	0.0764375	0.07678
$W_{\text{entrada,compresor}}$ [MW]	2.13547	2.172
$W_{\text{salida,turbina}}$ [MW]	33.8721	30.73
W_{neto} [MW]	31.6602	28.48
H_i [MJ/kg]	11.5639	11.2922

Tabla 1-6: Comparación de resultados (Fuente:propia)

Otra observación importante en la simulación es la cantidad de gases finales y desechos en el calderín de lodos, estos por cuestiones de contaminación deben ser tratados y aunque aparentan no afectar al rendimiento de la caldera, ya se ha visto en el análisis del intercambiador de calor que el producto de las cenizas afecta al coeficiente global de transferencia de calor (U), por otro lado en los ensayos se agregó una pequeñísima cantidad de monóxido de carbono al agua de alimentación, este efecto a lo largo provocó un mayor trabajo en bomba de agua de alimentación por lo que se ajustó la concentración al mínimo para no afectar tanto al trabajo realizado por la bomba.

A lo largo del desarrollo de este capítulo se concluye que la simulación muestra varios aspectos que se asemejan a condiciones reales en la termodinámica implicada en un generador de vapor. Los resultados obtenidos se asemejan a los de un ingenio típico de El Salvador (25 MW^[5] frente a los 28.48 obtenidos en la simulación). Sin duda alguna el conjunto Matlab/Thermolib ha sido de gran ayuda en la simulación, de no haber sido así, fuera un proceso tedioso diseñar el modelo de caldera aparte de haber tenido un diseño pobre con muchas simplificaciones al sistema.

La simulación final obtenida en este capítulo será la base del desarrollo del Capítulo II para el diseño óptimo de los controles; como se ha repetido anteriormente los controles PID implementados funcionan bien, pero no están correctamente ajustados para el modelo construido puesto que el estado transitorio de la caldera tarda tiempo y en situaciones reales este detalle puede generar pérdidas o hasta la destrucción del equipo.

1.4 Bibliografía

- [1] David, E.: “Caña, azúcar y alcohol”, ATAC, 40, #1, pp:4-7, ene-feb/81.
- [2] The Merck INDEX, 11na edición, 1989.
- [3] Saavedra, F.; et al: “Las hemicelulosas de la caña de azúcar”, Reporte de investigaciones, Unión de Investigación Producción de la Celulosa del Bagazo, Cuba 9, nov/88.
- [4] Serantes, M.. et al: “La lignina alcalina de bagazo. Resultados y perspectivas como aglutinantes de tableros de partículas”, Conferencia del III Seminario Internacional de Azúcar y Derivados de la Caña de Azúcar, 1993.
- [5] cleanenergybrief: “El Salvador: bagazo de caña y aprovechamiento energético El Angel”, Fuente: <https://energialimpiaparatos.com/2014/12/15/el-salvador-ingenio-invierte-160-millones-en-ampliacion-y-energia/>, Diciembre 15, 2014.
- [6] Carlos O. Alderetes: “Calderas a Bagazo”, Argentina,2016.
- [7] M.Sc Hugo R. García B. :“RECOMENDACIONES PARA EL SECADO DEL BAGAZO, CON ENERGÍA SOLAR, EN TRAPICHES PANELEROS”, Bogotá, Colombia, 2019.
- [8] <https://Thermolib.de/Thermolib-download.html>.
- [9] Eutech Scientific Engineering GmbH:Thermolib-InstallationGuide.pdf”, Germany 2016
- [10] Eutech Scientific Engineering GmbH:”Thermolib-UserManual.pdf”, Germany 2016
- [11] Yunus A. Cengel, Michael A. Boles “Termodinámica”, 7ª edición MC Graw Hill.
- [12] Anya Castillo, Dinora Rivera: “Diagnóstico de las emisiones atmosféricas generadas por los ingenios azucareros de El Salvador”, Universidad de El Salvador, Agosto 2004.
- [13] E. Hugot: “handbook of cane sugar engineering”, 3ª edición, 1986.
- [14] Reinaldo Sánchez Arraigada: “INTERCAMBIADORES DE CALOR”, IntercambiadoresdeCalor2015.pdf, 2015.
- [15] José Ramón Perán González:”Libro blanco de la automatización y control en la industria de la caña de azúcar”, CYTED , 2011.

CAPÍTULO II: Diseño de control electrónico

2.1 Requerimientos de control bajo normas.

2.1.1 Normas ANSI/ISA

Las normas o estándares internacionales son el resultado de diferentes organizaciones cuando surge el problemas que diferentes grupos se reúnen pensado únicamente en normas para un uso interno y, otras, para grupos de gente, para grupos de empresas o para algún subsector industrial con una amplia base de usuarios que desarrollan un sistema bien establecido pero que entre ellos es mutuamente incompatible, con la creación de normas internacionales es posible evitar o hasta solventar este problema.

Entre muchas organizaciones de normalización nacionales y regionales, el estándar internacional de la Sociedad Internacional de Automatización (conocido como ANSI/ISA) es la entidad que establece las normas para desarrollar una interfaz automatizada entre la empresa y los sistemas de control. Este estándar ha sido desarrollado para fabricantes globales y puede ser aplicado en todas las industrias y en todo tipo de procesos, como procesos por lotes, procesos continuos y repetitivos.

Debido a la naturaleza de este trabajo de graduación, es necesario llevar teoría fundamental sobre calderas de bagazo a una aplicación que simule o estimule el comportamiento de una caldera real. Hoy en día, una caldera para poder ser operativa en cualquier área de la industria debe ser diseñada para usar diferentes tipos de combustible como aceite, gas, biomasa o carbón, es decir, que el diseño del hogar comparta diferentes controles según el tipo de combustible manteniendo en común los circuitos por donde circula el agua, vapor y las corrientes de aire.

Toda caldera que ha sido construida para uso industrial, debe estar sometida bajo normas de control y operación, esto implica que la caldera debe contar con un sistema de simulación que permita entrenar a los operadores ante diferentes situaciones que pudieran darse, por tanto la simulación también debe estar regulada por las mismas normas para ser una buena representación de una sala de control. Para desarrollo de la simulación, se tomaran en cuenta algunas recomendaciones inscritas en el documento ANSI/ISA-77.20-1993^[1], previo a ello es necesario establecer bases fundamentales de la simulación como se describe a continuación:

2.1.1.1 Entorno de la aplicación

La simulación consiste en una sala de control de una central eléctrica, donde únicamente se tiene acceso al generador de vapor, con la capacidad de ser una aplicación para la capacitación de los operadores de caldera como entrenamiento en procedimientos de operación teniendo en cuenta máxima disponibilidad, vida útil de los equipos, eficiencia en las operaciones y aplicación de normas de seguridad para el personal.

2.1.1.2 Tipo de simulador

La norma ANSI/ISA-77.20-1993 define tres tipos de simuladores:

1. *Simulador de gran alcance y alto realismo:* El simulador de alto realismo de alcance total es un duplicado exacto de la sala de control de una central eléctrica, que contiene duplicados de todos los controles, instrumentos, paneles e indicadores reales. Las respuestas de la unidad simuladas en este aparato son idénticas en tiempo e indicación a las respuestas recibidas en la sala de control de la planta bajo condiciones similares. Una parte significativa de los costos en este tipo de simulador es el software de simulación de alta fidelidad que debe ser desarrollado para manejarlo.

2. *Simulador de alcance reducido de alto realismo:* Si el costo no fuera una consideración primordial, un simulador de alto realismo de alcance total sería probablemente la elección de la mayoría de las instalaciones. Uno de los medios para reducir el coste del simulador es limitar el alcance de la simulación tanto de hardware como de software. Aunque dicho simulador no es idéntico a una sala de control real, se incluyen todos los instrumentos, controles y modelos de planta clave (normalmente el 80% o más). La instrumentación puede ser idéntica a la instalada en la planta real o un parecido razonable de la misma.

3. *Simulador genérico:* El simulador genérico es el tipo más difícil de definir, ya que el término abarca una amplia gama de posibles configuraciones de simulación. A los efectos de esta norma, un simulador se considera genérico si la interfaz del operador no ha sido diseñada para replicar o asemejarse a la configuración real de la sala de control de una central eléctrica. Cabe señalar que, por esta definición, un simulador que reproduce completamente la instrumentación y los controles de una sala de control en particular, pero utiliza modelos genéricos de simulación, sigue considerándose un simulador genérico. Del mismo modo, también se considera genérico un simulador que emplea modelos de software específicos de la planta pero que utiliza estaciones de control basadas en pantallas de visualización en lugar de los tableros de control instalados en la planta real.

Bajo estos criterios, la definición que mejor se adapta a nuestro diseño es el de simulador genérico por tratarse de una simulación únicamente a la generación de vapor, que a su vez forma parte de una simulación de una planta de cogeneración tal como se vio en el capítulo anterior.

2.1.1.3 Requerimientos generales

En resumen, la norma establece que todas las respuestas del simulador deben ser el resultado de la acción del operador, de la no acción del operador, de la acción inadecuada del operador, de los controles automáticos de la planta y de las características de funcionamiento natural interno y externo de la planta, el nivel de realismo debe estar dentro de los límites de los criterios de funcionamiento y de las especificaciones de diseño funcional establecidos. En ese sentido, el simulador debe ser capaz de realizar operaciones mínimas como la puesta en marcha, operación hasta el punto de carga máxima, paradas de planta, sistemas de emergencia en tiempo real, fallos de funcionamiento y fallos de equipo. Otros puntos a tomar en cuenta son:

1. Simulación de la interfaz del operador.

Los paneles de operación deben proporcionar controles, instrumentación, alarmas y otras interfaces operador-máquina que sean necesarias para llevar a cabo las operaciones normales de la planta y para responder a las averías. El panel o las estaciones de control deben diseñarse de manera que dupliquen el tamaño, la forma, el color y la configuración del hardware simulado funcionalmente en la planta de referencia. Las desviaciones en uno o más aspectos de la fidelidad física de los paneles no deben impedir el entrenamiento. El hardware de la sala de control puede ser simulado o estimulado.

2. Controles de interfaz.

Los medidores, registradores, interruptores, avisos, controladores, hardware de la interfaz de la computadora de la planta y otros controles o pantallas que funcionarían durante operaciones normales o anormales deben ser incluidos en el simulador. Todo el hardware simulado funcionalmente y visualmente debe replicarse o parecerse mucho en apariencia y ubicación al que se encuentra en la sala de control de la planta de referencia y debe ser funcionalmente idéntico a ella.

3. Simulación de la sala de control.

Esta debe ser en función de la fidelidad con la que se simulan las fuentes de:

- Datos de la planta de referencia.
- Datos de una planta similar.
- Análisis computarizado de ingeniería de "mejor estimación" (cuando no existan datos de referencia o similares de la planta).

En la simulación de la sala de control, debe ser posible realizar manipulaciones de control y observar la respuesta de la planta de manera similar a la de la planta de referencia (es decir, de no existir datos de referencia o similares, deben basarse en tiempo real). Las interacciones entre sistemas simulados deben proporcionar respuestas integradas totales del sistema.

Si la sala de control cuenta con funciones remotas, las funciones que proporcionan alguna información a los modelos de simulación y que son necesarias para llevar a cabo las operaciones normales de la planta de referencia, y las averías deben ser simuladas.

4. Características de control del simulador.

El simulador deberá ser capaz de congelar la progresión de todas las simulaciones dinámicas en cualquier momento, inicializar en estados predefinidos, insertar averías y manipular parámetros externos y funciones remotas. Además, se debe considerar la incorporación de las siguientes características:

- *Retroceso*: la capacidad de grabar continuamente los datos de inicialización para su posterior recuperación.
- *Grabación y reproducción*: una grabación continua de las acciones del panel de control del alumno para su posterior repetición.
- *Instantánea*: la capacidad de almacenar las condiciones particulares existentes en cualquier momento durante una sesión de formación para que puedan ser restauradas en el futuro como un punto de inicialización.
- *Lento*: la capacidad de proporcionar una aparente disminución en el intervalo de tiempo para las fases de cambio rápido de la operación de la planta caracterizadas por constantes de tiempo de corta duración (por ejemplo, un período de tiempo corto), la simulación se ejecuta a una velocidad más rápida que en tiempo real).
- *Tiempo rápido*: la capacidad de proporcionar una disminución aparente en el intervalo de tiempo para fases menos dinámicas de la operación de la planta que se caracterizan por constantes de tiempo largas (p.ej., calentamiento, apagado de la caldera, vacío del condensador, química del agua, etc.)

5. Simulación del hardware del sistema informático.

El ordenador o ordenadores y los periféricos asociados servirán de elementos de control y simulación del simulador. Estos sistemas informáticos y periféricos incluirán componentes disponibles en el mercado que proporcionen suficiente capacidad de reserva para satisfacer los requisitos del simulador de entrenamiento y las tareas de fondo. La interfaz de entrada/salida del panel de control consistirá en componentes disponibles comercialmente y tendrá un diseño modular para facilitar su futura expansión. Las velocidades de transferencia de E/S deberán ser tales que las respuestas de la planta observadas en el panel o paneles de control no sean discernibles de las de la planta de referencia:

- *La computadora (s):* debe (n) ser máquinas de última generación, de diseño modular, y debe (n) permitir acceso directo a la memoria, prioridad e interrupciones en tiempo real. Debe incluirse suficiente tiempo de cálculo para permitir tareas en segundo plano y la expansión futura.
- *Memoria:* La memoria principal y el almacenamiento en disco masivo deberían proporcionar suficiente capacidad para el software de simulación y capacidad de reserva adicional para tareas en segundo plano y expansión futura. Las capacidades de reserva de energía computacional y memoria deben aplicarse a los sistemas informáticos individuales.
- *Impresoras y terminales:* Se deben proporcionar impresoras separadas para las funciones específicas de la sala de control, como el registro de datos y los listados de desarrollo de simuladores. Se deben proporcionar terminales estándar de la industria para el mantenimiento del software de simulación y las funciones de la consola del sistema.

6. Software de sistemas informáticos del simulador.

El software informático del simulador incluirá lo siguiente:

- *Software del sistema operativo:* El simulador utilizará el software del sistema operativo del vendedor de la computadora en una forma no modificada. Este sistema operativo será un sistema de multiprogramación en tiempo real. El programa informático se actualizará fácilmente o se sustituirá por los futuros sistemas operativos que pueda suministrar el proveedor del ordenador.
- *Software de simulación de la instalación:* El programa informático de simulación de la instalación se redactará en un lenguaje de alto nivel. El programa informático se diseñará en un formato coherente y bien documentado. Se empleará un marco modular en el diseño del programa para permitir la adición o eliminación de programas sin destruir el programa en su conjunto. El programa informático de simulación de la instalación se diseñará de manera que la respuesta del simulador sea la misma que la de la instalación de referencia dentro de los requisitos de funcionamiento del simulador. Las ecuaciones del modelo matemático se derivarán, siempre que sea posible, de las leyes básicas de la física y la termodinámica. El software de simulación deberá interactuar y responder a todas las señales de entrada de la estación de control y deberá proporcionar señales de salida a todas las pantallas de control.
- *Software de estación para instructor:* Se suministrará todo el software necesario para soportar las funciones del puesto de instructor. El programa informático se redactará de manera que se requiera una formación mínima de los instructores para el desempeño de las funciones.
- *Desarrollo de programas informáticos:* Se proporcionarán programas informáticos de utilidad y desarrollo para permitir el desarrollo del programa informático del simulador. Se debe considerar la posibilidad de proporcionar una capacidad de desarrollo de software de fondo en línea. El software incluirá, como mínimo, un ensamblador de macros, un compilador de lenguaje de alto nivel optimizado con una biblioteca de soporte en tiempo de ejecución, un editor a pantalla completa, un enlazador de código objeto y un depurador interactivo.
- *Software de diagnóstico y prueba:* Se incluirán programas informáticos de diagnóstico y ensayo para realizar diagnósticos en línea y fuera de línea de los fallos del equipo del simulador. Se proporcionarán programas de diagnóstico para ayudar en la detección/repación del sistema informático y de todos los periféricos.

Hay muchas normas establecidas a lo largo del documento, por lo que es necesario establecer límites; hasta el momento, la simulación desarrollada en el capítulo I usando la plataforma Matlab/Simulink apunta a ser una simulación tipo genérica para una planta de cogeneración en un ingenio típico; limitados a las características modestas de la CPU, hemos sido capaces de generar datos de manera artificial, ahora el reto es llevar estos datos a una plataforma ambientada a una sala de control donde el operador pueda interactuar con estos y otros sistemas que aun faltan por implementar.

2.1.2 Simbología de control

En adición a la aplicación de normas, es necesario conocer la simbología que representa la instrumentación y los sistemas de control según los estándares de ISA, los documentos necesarios para conocer la representación de la instrumentación y sistemas de control son:

- ANSI / ISA –5.1-1984 R (1992): Instrumentation symbols and identification.^[2]
- ISA-S5.3-1983, Símbolos gráficos para control distribuido, instrumentación de desplegados compartidos, sistemas lógicos y computarizados.^[3]
- ANSI/ISA-S5.4-1991, Diagramas de lazo de instrumentación.^[4]
- ANSI/ISA S5.5-1985, Símbolos gráficos para desplegados de proceso.^[5]

A su vez existe la norma SAMA (Scientific Apparatus Makers Association), esta organización se encarga de reunir y estandarizar los aparatos que se construyen para mediciones de variables físicas. Los diagramas SAMA son un lenguaje gráfico para interpretar el funcionamiento de un lazo de control en los cuales por medio de sus gráficos y a diferencia de la simbología ISA es más explícita pues se muestran los cálculos asociados, constantes de sintonía, la estructura del lazo, entre otras características.

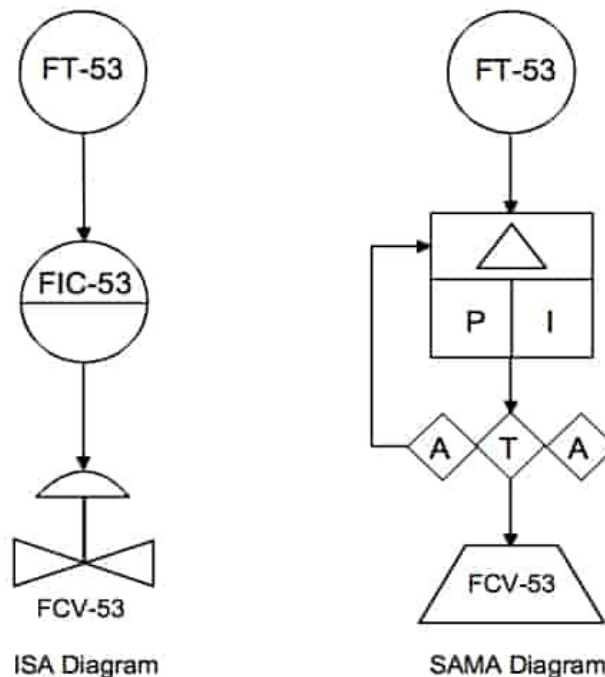


Figura 2-1: Ejemplo de diagrama ISA y SAMA simplificado
(Fuente: <https://http://instrumentationandcontrol.net/>)

Por ejemplo, en la figura 2-1 se observan las diferencias entre simbología para la interpretación de lazos de control ISA (izquierda) y SAMA (derecha). Los diagramas SAMA son mas explícitos con respecto a la simbología ISA pues estos gráficos expresan con mas precisión el tipo de acción del controlador, el tipo de control (PI, PD, PID), constantes de sintonía, rangos tanto en el controlador como instrumento, rango de operación de la válvula de control y entre otros parámetros.

Todos los controles de calderas se basan en diagramas P&ID (Piping and Instrumentation Diagram), estos son esquemas donde se registran toda la instrumentación sobre un diagrama de flujo de proceso. Estos permiten asociar a cada elemento de medición y/o control un código, denominado “TAG” (etiqueta) del instrumento, antes de hacer estudiar los controles es necesario hacer una breve revisión de los principales diagramas de control: SAMA e ISA.

2.1.2.1 Simbología ISA

Consiste en un arreglo de letras y números, y es de primordial importancia para la interpretación de los diagramas P&ID, las letras utilizadas y el significado que tienen se muestra en la tabla 2-1:

	Primera letra		Letras sucesiva		
	Medida o variable inicial	Modificador	Lectura o función pasiva	Función de salida	Modificador
A	Análisis		Alarma	Opción usuario	Opción usuario
B	Arder, combustión		Opción usuario	Opción usuario	Opción usuario
C	Opción usuario		Control		
D	Opción usuario	Diferencial			
E	Voltaje		Sensor (elemento primario)		
F	Razón de flujo	Razón (fracción)			
G	Opción usuario		Vidrio, dispositivo visor		
H	Manual				Alto (High)
I	Corriente (eléctrica)		Indicación		
K	Hora, calendario	Tiempo de cambio		Estación de control	
L	Nivel		Luz		Bajo (low)
P	Presión, vacío		Punto de prueba		
R	Radiación		Registro		
S	Velocidad/frecuencia	Seguridad		Interruptor	
T	Temperatura			Transmisor	
U	Multivariable		Multifunción	Multifunción	Multifunción
V	Vibración, análisis mecánico		Válvula, damper		
Y	Evento, estado o presencia	Eje Y	Relé de cómputo o lógico		
Z	Posición, dimensión	Eje Z	Motor/elemento final de control		

Tabla 2-1: Principales letras de identificación (Fuente:ANSI/ISA-5.1-1984 (R 1992)).

Otra simbología importante de reconocer es la posición de los instrumentos, en una situación real, los equipos de instrumentación pueden estar localizados en diferentes partes de una planta, ya sea agrupados en un tablero accesible al operador, alojados en el dispositivo a sensar o montados en un panel especial, la norma ISA ha tenido un cuidado especial en demostrar esto mediante una simbología especial que incluyen instrumentos con características especiales resumidas en la siguiente tabla:













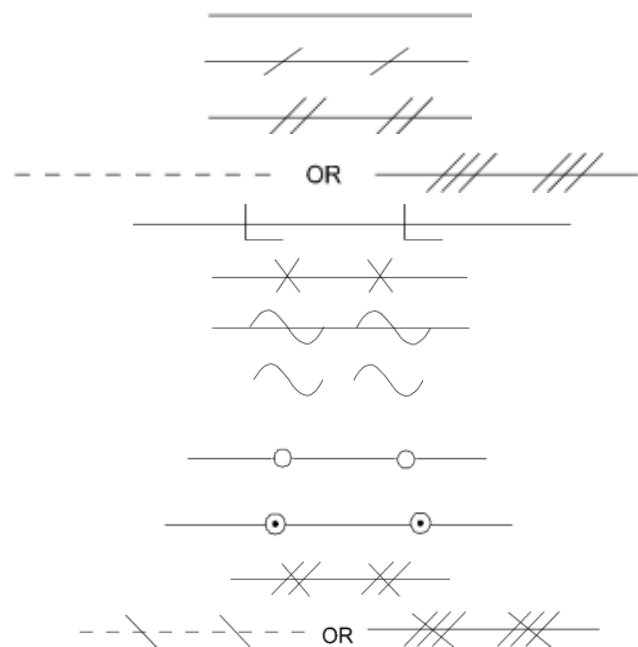
	Montado en tableros Normalmente accesible al operador	Montado en área de proceso	Ubicación auxiliar. Normalmente accesible al operador.
Instrumento Discreto o aislado			
Display compartido, control compartido			
Función de calculo			
Control Lógico Programable			

Tabla 2-2: Instrumentación general o simbología de función (Fuente:ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992)).

Existe también simbología para representar líneas que acoplan diferentes instrumentos, estas son por lo general conexiones que se simbolizan por finas líneas con diferentes matices definidas en la siguiente lista:

1. Fuente del instrumento o conexión al proceso
2. Señal indefinida
3. Señal neumática
4. Señal eléctrica
5. Señal hidráulica
6. Tubo de capilaridad
7. Electromagnética o señal sonora (guiada)
8. Electromagnética o señal sonora (no guiada)
9. Enlace interno del sistema (software o enlace de datos)
10. Enlace mecánico
11. Señal neumática binaria (on/off)
12. Señal eléctrica binaria (on/off)



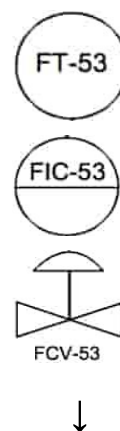
Desde luego hay que saber identificar las salidas de proceso, estas pueden incluir varios tipos de válvulas, reguladores automáticos, damper, etc. Aquí solo se muestran los tipos de válvulas más comunes y dampers que son los accesorios que más se utilizan en generadores de vapor, la lista completa siempre puede consultarse en el documento: ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992)^[2]

Válvulas para procesos		
	Genérica	
	Compuerta de válvula	
	Tipo mariposa	
Válvulas tipo actuador		
	Válvula de diafragma	
	Válvula tipo pistón	
	Válvula con motor eléctrico	
Dampers o Louver		
	De ángulos paralelos	
	Rejilla única	

Tabla 2-3: Principales elementos de control (Fuente:ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992)).

Como ejemplo, la descripción del lazo de control simple mostrado en la figura 2-1 es:

- Transmisor de flujo con identificación 53, montado en área de proceso.
- Instrumento indicador/control de flujo con identificación 53, montado en tablero accesible al operador.
- Válvula tipo diafragma controladora de flujo, identificación 53
- Señal fuente del instrumento



2.1.2.2 Simbología SAMA

La complejidad de las estrategias usadas para el control de la combustión requiere una notación que exceda los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (P&ID) estándar de ISA (Sociedad de Instrumentación, Sistemas y Automatización). La Asociación Científica de Fabricantes de Aparatos (SAMA) ha desarrollado tal notación que se utiliza comúnmente para definir estrategias de control de combustión.

El propósito de esta norma es establecer un medio uniforme de designación a los instrumentos y los sistemas de la instrumentación usados para la medición y control, con este fin el sistema de designación incluye los símbolos y presenta un código de identificación. Los símbolos estándar definidos en la norma RC22-11^[6] y PMC 22.1-1981^[7] especifican directamente los detalles del procesamiento de señales de control; a pesar que ya no se soportan por la asociación SAMA o cualquier otro comité de normalización, se prevé que los símbolos y las convenciones contenidas en las normas seguirán utilizándose en un futuro previsible, de hecho los bloques función y designación de funciones en la norma ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992)^[2] son una adaptación del

método SAMA en esquemas de función (nótese que en la figura 2-1, el símbolo y nomenclatura para el transmisor de flujo es exactamente igual en ambos diagramas mientras que el elemento final de control es idéntico solo en nomenclatura).

La notación SAMA consiste básicamente en representaciones simbólicas con una serie de letras para la información de la etiqueta y varios algoritmos matemáticos de control. Algunos componentes, se muestran en la tabla 2-4, estos se combinan para describir completamente la lógica de control compleja.


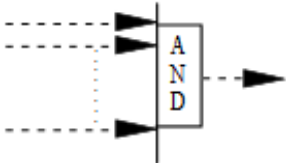

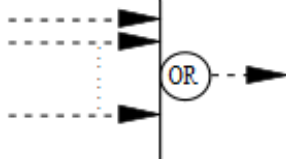

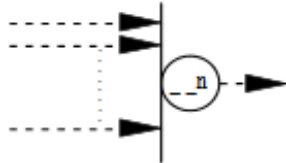

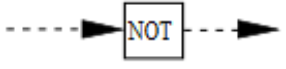

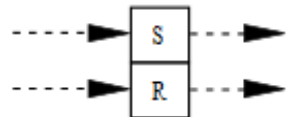
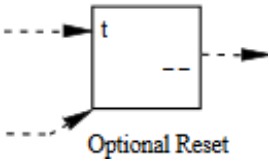
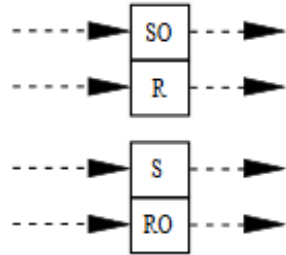
Función	Forma de símbolo	Función	Forma de símbolo
Medición o indicación		Operador AND	
Procesamiento manual		Operador OR	
Procesamiento automático		Operador OR habilitado	
Control final		Operador NOT	
Control final con posicionador		Almacenado en memoria (SET/RESET)	
Tiempo de retardo o duración de pulso			

Tabla 2-4: Principales símbolos de funciones SAMA (Fuente:Siemens Moore Process Automation).

Las funciones de bloque y la designación de funciones cuentan con dos usos básicos: como bloques de función independientes en los diagramas conceptuales y como banderas que designan funciones mostradas por círculos en esquemas más detallados. Un tercer uso es una combinación de ambos y se encuentra en sistemas de control compartidos en los que, por ejemplo, la línea de señal de la variable medida entra a un bloque de función de raíz cuadrada y se dibuja junto a un controlador compartido. El resumen de las funciones se muestra en la tabla 2-5

Función	Símbolo	Ecuación	Definición
Suma	Σ	$M=X_1+X_2+\dots+X_n$	La salida es la suma algebraica de las entradas
Promedio	Σ/n	$M=\frac{X_1+X_2+\dots+X_n}{n}$	La salida es la suma algebraica de las salidas dividida por el número de entradas
Diferencia	Δ	$M=X_1-X_2$	La salida es la diferencia algebraica de dos entradas
Proporcionalidad	K 1:1 2:1	$M=KX$	La salida es directamente proporcional a la entrada. En un bloque K puede ser 1:1, 2:1, etc; que reemplazan a K
Integración	\int	$M=\frac{1}{T_1} \int xdt$	La salida varia con ambas magnitudes y su duración . La salida es proporcional al tiempo de integración de la entrada.
Derivación	d/dt	$M=T_D \frac{dx}{dt}$	La salida es proporcional a la razón de cambio a la entrada
Multiplicación	\times	$M=X_1X_2$	La salida es el producto de las dos entradas
División	\div	$M=\frac{X_1}{X_2}$	La salida es el cociente de las dos entradas
Extraer raíz	$\sqrt[n]{\quad}$	$M=\sqrt[n]{X}$	La salida es la raíz “n” de las entradas, si “n” es omitida se asume raíz cuadrada
Exponencial	X^n	$M=X^n$	La salida es igual a la entrada elevada al exponente “n”
No lineal	$f(X)$	$M=f(x)$	La salida es no lineal o no especifica de la entrada
Función tiempo	$f(t)$	$M=f(t)$	La salida de la función es en el dominio del tiempo
Selector incremento	$>$	$M= \begin{cases} X_1 \text{ para } X_1 \geq X_2 \\ X_2 \text{ para } X_1 < X_2 \end{cases}$	La salida es mayor que las entradas
Selector decremento	$<$	$M= \begin{cases} X_1 \text{ para } X_1 \leq X_2 \\ X_2 \text{ para } X_1 > X_2 \end{cases}$	La salida es menor que las entradas
Limite de incremento	∇	$M= \begin{cases} X \text{ para } X \leq H \\ H \text{ para } X \geq H \end{cases}$	La salida es igual a la entrada o al límite superior si es menor al valor de entrada.
Limite de decremento	\wedge	$M= \begin{cases} X \text{ para } X \geq L \\ L \text{ para } X \leq L \end{cases}$	La salida es igual a la entrada o al límite inferior si es mayor al valor de entrada.
Proporcional inversa	-K	$M=-KX$	La salida es inversamente proporcional a la entrada
Limite en velocidad	∇	$\frac{dM}{dt} = \frac{dx}{dt} \begin{cases} \frac{dx}{dt} \leq H; \text{ and} \\ M = x \end{cases}$ $\frac{dM}{dt} = H \begin{cases} \frac{dx}{dt} \geq H; \text{ or} \\ M \neq x \end{cases}$	La salida es igual a la entrada, mientras la relación de cambio a la entrada no exceda un valor límite. La salida cambiará con la relación establecida de limite hasta que la salida sea igual a la entrada.
BIAS	$+, -, \pm$	$M=X\pm b$	La salida es igual a la entrada más o menos un valor arbitrario (Bias)
Convertidor	$\frac{*}{*}$	Salida=f (entrada)	La forma de la señal de salida es diferente a la señal de entrada * E:voltaje P:neumático Q:electromagnético H:hidráulica I:corriente R:resistencia eléctrica B:binario A:análogo D:digital

Tabla 2-5: Bloques de función y designación de funciones (Fuente:ANSI/ISA-5.1-1984 (R1992)).

Las variables empleadas en la tabla 2-5 son:

- | | |
|--|------------------------------------|
| • Valor de señal análoga: | b |
| • Derivada con respecto al tiempo: | d/dt |
| • Valor para límite alto: | H |
| • Rango de integración: | 1/T _I |
| • Valor para límite bajo: | L |
| • Variable de salida análoga: | M |
| • Cantidad de entradas análogas o valor de un exponente: | n |
| • Tiempo: | t |
| • Tiempo de derivación | T _d |
| • Variable de entrada análoga: | X |
| • Variables de entradas análogas de 1 a n: | X ₁ ,...,X _n |
| • Letra de designación: | * |

La designación de letras para medición/indicación SAMA es:

- | Variables de proceso: | Funciones: |
|-----------------------|------------------------------|
| • A: análisis | • R: registro |
| • C: conductividad | • I: Indicación |
| • D: densidad | • T: transmisor |
| • F: flujo | • RT: transmisor registrador |
| • L: nivel | • IT: transmisor indicador |
| • M: humedad | • Q: integración |
| • P: presión | • U: adquisición digital |
| • S: velocidad | |
| • T: temperatura | |
| • V: viscosidad | |
| • W: peso | |
| • Z: posición | |

Las variables de proceso no son más que señales que han sido medidas/convertidas para ser la entrada a controladores tipo PID, las funciones de los controladores (proporcionalidad, integración y derivación) pueden presentarse por la letras indicadoras de función, la simbología SAMA, el símbolo matemático estándar o bien una combinación de estos tres. Estos controles son automatizados y deben ir acompañados siempre de un control manual con su respectivo interruptor de transferencia, la representación no es mas que un simple bloque manual combinado con la función de transferencia (T) y otro bloque manual con la función de señal análoga (A); al conjunto de estos bloques manual/automático con las señales de proceso y punto de consigna (Set Point) y el

elemento final de control forman los “controles de lazo” (ver figura 2-1 como ejemplo) que según el diseño pueden ser desde controles simples hasta complejos sistemas de control acoplados a otros sistemas compartidos.

Los diagramas de SAMA representan el lenguaje de elección para instrumentación y sistemas de control en las industrias de generación de energía, producción de celulosa y papel; por lo general, describen el control de la caldera o generador de vapor según sea el sector industrial. Aunque no hay razón por la que no pueden utilizarse para describir sistemas de control en otras industrias, la convención dicta que los diagramas ISA se utilizan en esas industrias. Por lo tanto, el ingeniero de control debe estar familiarizado con cualquiera de los dos métodos de diagramas en sistemas de control.

Como puede notarse, la norma ISA puede considerarse como una versión reinventada a partir de la norma SAMA; para ambos métodos, es muy probable que se den situaciones que den lugar a errores de interpretación si el diagrama utiliza muchos símbolos gráficos similares o idénticos en forma o configuración y que tienen diferentes significados, por eso las medidas adecuadas para evitar interpretaciones erróneas incluyen notas de precaución, notas de referencia y cuadros comparativos.

La información adicional puede ser necesaria a un determinado grupo de trabajo y el resto del grupo puede basarse en esquemas más simplificados. Por ejemplo, un diagrama de flujo de ingeniería puede mostrar todos los componentes frente al diagrama de flujo de proceso que muestra menos cantidad de detalles según el usuario; cualquiera que sea el caso, se debe marcar una consistencia clara a cada tipo de diagrama. La sección 4.4.10 del documento de referencia^[2] establece la consistencia mediante los términos “simplificado”, “conceptual” y “detallado” y queda a criterio del autor establecer la profundidad o el detalle que llena plenamente los propósitos de un documento técnico específico que contiene el esquema generado.

Asumiendo que la figura 2-2 se trata del mismo diagrama de lazo de control más detallado que el de la figura 2-1, se puede observar que la diferencia entre cada tipo de diagrama (simplificado, conceptual o detallado) está en los detalles nada más, pues la notación ISA ahora demuestra la ubicación de los instrumentos, mientras que la notación SAMA demuestra los detalles del controlador e información adicional. Ambas normas tienen la capacidad de mostrar toda la información requerida y para la correcta interpretación de este y cualquier otro diagrama P&ID que use esta notación, siempre es aconsejable la lectura oficial de la norma SAMA^{[6][7]} e ISA^{[2][3][4][5]}.

Todos los diseños a implementar en este capítulo son basados en consultas de textos sobre control de calderas y generadores de vapor, los autores muestran sus diseños mediante esquemas conceptuales o simplificados, separados entre sí (SAMA como notación preferida), por lo que se considera en esta obra que toda la implementación de los sistemas de control son de tipo conceptual o simplificado, pero nunca detallado puesto que no se trata de una planta de generación real donde se obtienen datos a partir de mediciones, más bien es una simulación genérica que ha sido desarrollada en el capítulo anterior donde los datos se generan de manera artificial.

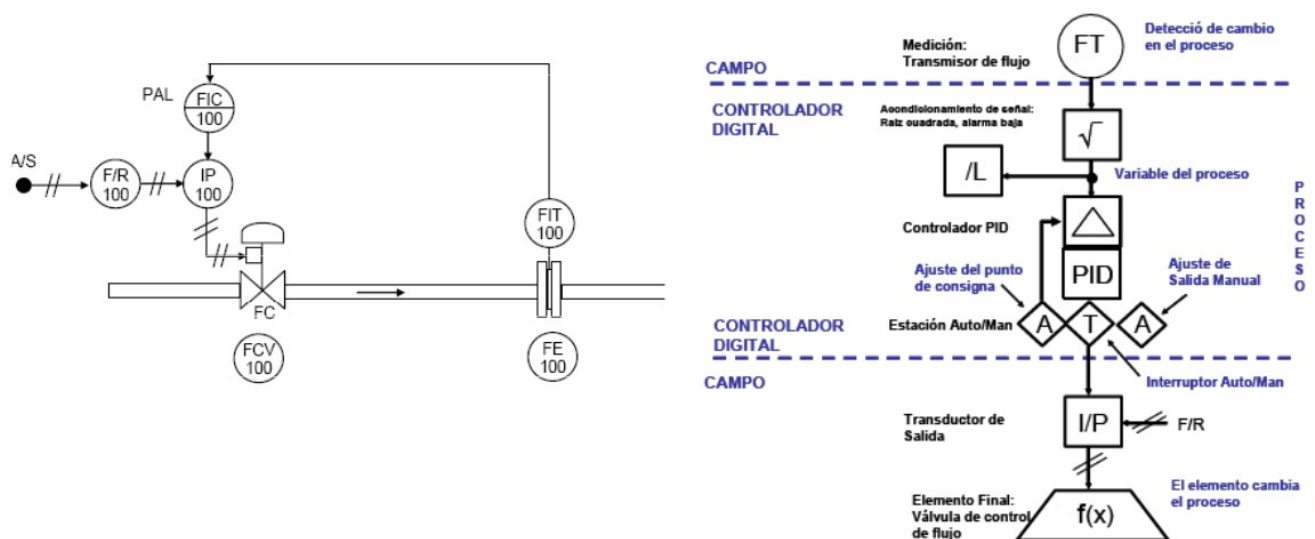


Figura 2-2: Comparación entre diagramas conceptual ISA y SAMA para control de flujo (Fuente: Universidad Nacional de Tucumán).

2.2 Selección de componentes

2.2.1 Transmisión de señales

En la industria siempre ha existido la necesidad de acceder a la información generada por los equipos de campo; los puntos de medición o de accionamiento están donde el proceso se está ejecutando y hasta el momento es imposible revertir esa condición (independientemente del nivel de equipo tecnológico que cuenten). Cuando los instrumentos eran mecánicos junto con el control manual y no había forma de verificar los valores de proceso diferentes a la de una inspección visual local, las instalaciones utilizaban señales de control neumático donde los controladores estaban alimentados por presiones variables de aire comprimido. Fue entonces que la compresión de aire de 3-15 psi se convirtió en el estándar por varias razones:

- Era muy costoso diseñar sistemas que detectaran señales de presión menores a 3 psi.
- Las señales por debajo de 3 psi serían irreconocibles.
- Era más fácil diferenciar entre una señal en bajo a 3 psi (cero vivo) y una falla en el sistema (0 psi)

En la década de 1950, a medida que los sistemas electrónicos se hacían menos costosos, la señal de corriente se convirtió en la señal preferida y más eficiente para el control de procesos. Más adelante el rango de 4-20 mA se convirtió en el estándar por razones similares a las del 3-15 psi. Sin embargo, la señal neumática no ha desaparecido totalmente, pues las válvulas de control con funcionamiento neumático requieren de un convertidor o transductor para cambiar la señal de corriente proporcional a una señal neumática proporcional. Entonces la idea de implementar una señal de corriente es la de transmitir la información a puntos distantes de la planta, basado en un circuito en serie con todos los elementos o equipos implicados en un determinado punto de medición o accionamiento, a esta técnica se le conoce como lazo de corriente de 4-20mA y es el estándar dominante en la industria.

Se ha mencionado anteriormente que las medición de variables de proceso, tales como caudal, nivel, temperatura, etc han sido medidas/convertidas para transmitirse por medio de señales estándar, generalmente de 4 a 20mA, tanto del transmisor al controlador como desde éste hacia el elemento final de control. En un lazo de corriente, la señal eléctrica se extrae de una fuente de alimentación de CC (24 VDC regularmente), fluye a través del transmisor, pasa por el controlador o elemento de final de control y luego vuelve a la fuente de alimentación en circuito en serie. La figura 2-3 muestra cómo en general esta conformado un lazo de corriente donde se detallan los siguientes elementos:

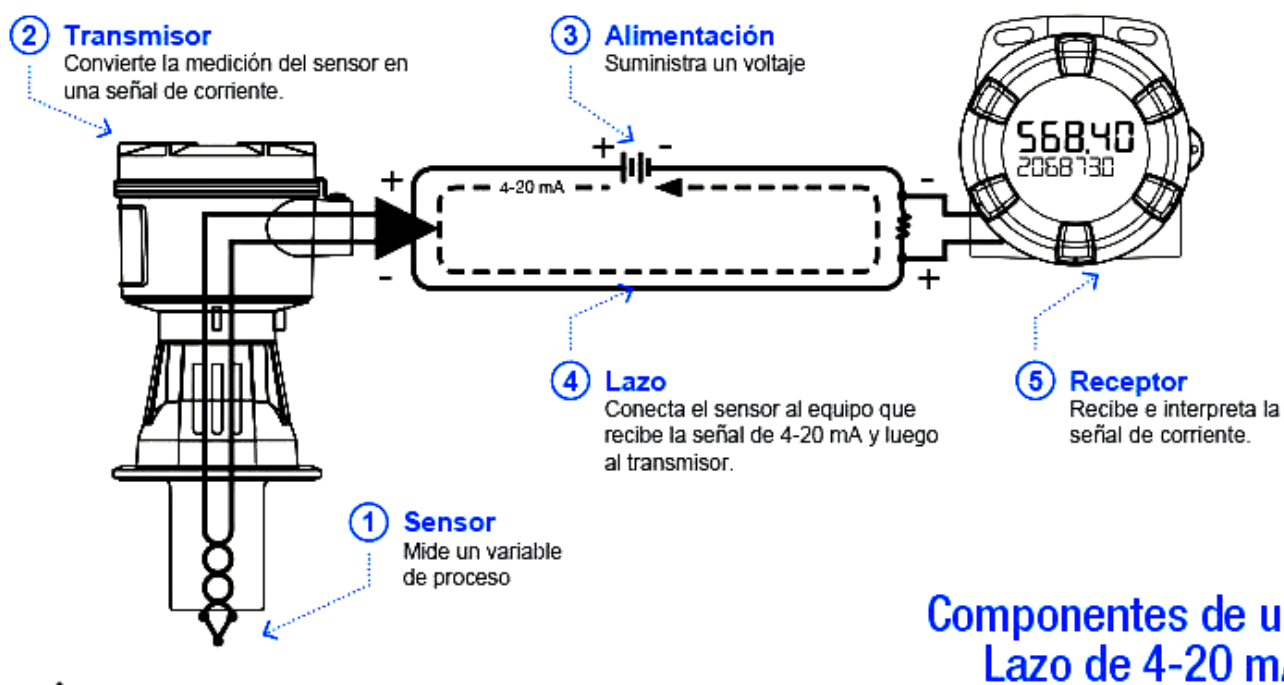


Figura 2-3: Topología de un lazo de corriente (Fuente: <https://www.predig.com/whitepaper>)

1. **Sensor:** En primer lugar, debe haber algún tipo de sensor que mide una variable de proceso. Un sensor típicamente mide temperatura, humedad, flujo, nivel, pH, %O₂ presión. La tecnología incorporada en el sensor varía drásticamente dependiendo en lo que éste está diseñado a medir, pero la característica que tienen en común es que son dispositivos transductores capaces de transformar o convertir una determinada manifestación de energía de entrada, en otra diferente a la salida pero en valores de magnitud muy bajos respecto a la señal proveniente de un generador

2. **Transmisor:** En segundo lugar, independientemente de lo que esté monitoreando el sensor, debe haber una forma de convertir su medición a una señal de corriente, entre cuatro y veinte miliamperios. Aquí es donde el transmisor entra en juego. Si, por ejemplo, un sensor esta midiendo la altura de un tanque de cincuenta pies, el transmisor tendría que interpretar cero pies cuando el tanque está vacío y luego transmitir una señal de cuatro miliamperios. A la inversa, tendría que traducir cincuenta pies cuando el tanque está lleno y luego transmitir una señal de veinte miliamperios. Si el tanque está medio lleno, el transmisor emitiría una señal en el punto medio, o doce miliamperios. El transmisor es quien gobierna el comportamiento del lazo, porque por un lado determina en última instancia la corriente que circula por el lazo, y por otro lado determina cuánta impedancia puede tenerse dentro del lazo.

3. **Fuente de Alimentación:** Así como en un sistema de agua debe haber una fuente de presión, para poder producir una señal debe haber igualmente una fuente de energía, recordando que la fuente de

alimentación debe generar una corriente continua (lo que significa que la corriente solo fluye en una dirección). Hay muchos voltajes comunes que se utilizan con los lazos de corriente de 4-20 mA dependiendo de la configuración particular. El transmisor debe tener un rango seguro de alimentación, el cual típicamente oscila entre los 10 y 45 voltios. Trabajar por debajo del mínimo implica que la operación del equipo no será confiable, pero trabajar por encima del máximo puede implicar la destrucción de los componentes electrónicos internos.

4. *Lazo*: Además de una fuente de alimentación adecuada, también debe haber un lazo. Esto se refiere particularmente al alambre que conecta el sensor al equipo que recibe la señal de 4-20 mA y luego regresa al transmisor. La señal de corriente en el lazo es regulada por el transmisor de acuerdo con la medición del sensor por tanto el cable de conexión es un elemento decisivo en la correcta operación de un lazo de corriente. Aunque el alambre en sí es una fuente de resistencia que causa una caída de voltaje en el sistema, normalmente no es significativo pero es un hecho que existe impedancia a través del cable y afecta a toda la impedancia del lazo.

5. *Receptor*: Finalmente, en algún lugar del lazo habrá un equipo que puede recibir e interpretar la señal de corriente. Esta señal de corriente debe ser traducida a unidades entendidas fácilmente por los operadores (por ejemplo grados Celsius de un líquido en un tanque). Este equipo también debe mostrar la información recibida (para fines de monitoreo) o hacer algo automáticamente con esa información. Las pantallas digitales, los controladores, los actuadores y las válvulas son equipos comunes que se incorporan a un lazo. El elemento receptor dentro de un lazo de corriente se refleja como la presencia de una resistencia cuyo valor varía entre 250 y 500 ohmios. También es importante señalar que puede existir más de un elemento receptor dentro de un mismo lazo de corriente (un PLC y un registrador por ejemplo), siempre y cuando la suma de sus impedancias no supere la máxima impedancia permitida por el transmisor.

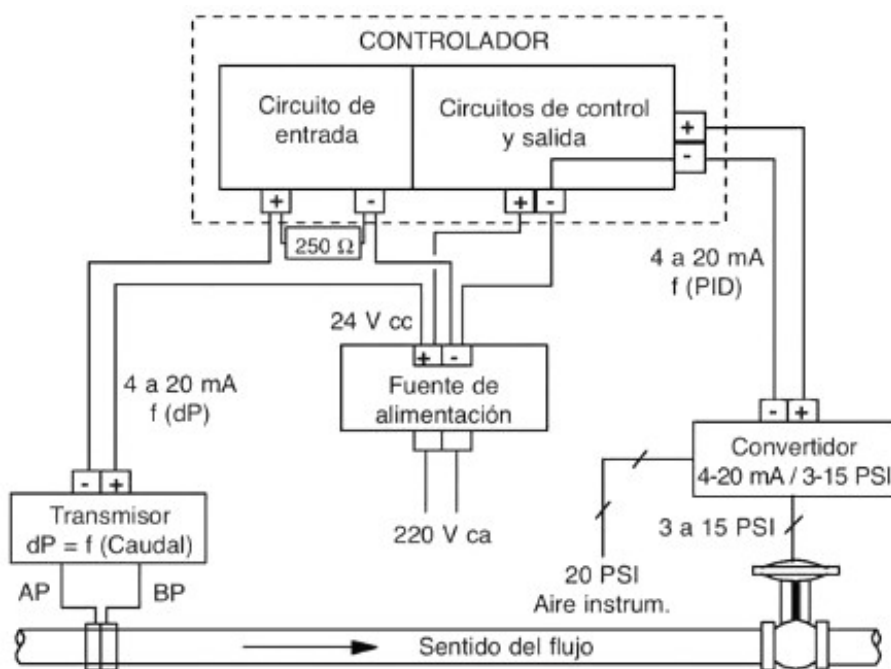


Figura 2-4: Lazo de control de flujo, visto desde el transmisor de señales (Fuente: Control Avanzado de Procesos^[8]).

Estos componentes son todo lo que es necesario para completar un lazo de corriente de 4-20 mA. El sensor mide una variable de proceso, el transmisor convierte esa medida en una señal de corriente,

la señal viaja a través de un lazo de alambre a un receptor, y el receptor muestra o ejecuta una acción con esa señal. Verificar el ciclo de 4-20 mA es un paso crucial en la calibración de cualquier instrumento. La prueba de lazo completa incluye la verificación de la salida del transmisor, el cableado, la entrada al sistema de control, así como la tarjeta de entrada del sistema de control y el cableado de retorno al transmisor. Siguiendo con el ejemplo para el lazo típico de control de flujo, la figura 2-4 muestra el mismo caso desde la perspectiva de transmisión de señal, es decir la conexión eléctrica de todos los elementos descritos a continuación:

- *Placa de orificio (diferencia de presión):* Es el elemento sensor y detecta una diferencia de presión (dP) proporcional al caudal de paso por la tubería de proceso.
- *Transmisor:* Convierte la diferencia de presión detectada entre ambos lados de la placa de orificio en una señal eléctrica de 4 a 20 mA. Se alimenta por medio de un circuito de 2 hilos con una diferencia de potencial de 24 Vcc procedente de una fuente de alimentación. Para evitar el efecto de caída de tensión en la línea, la medida de caudal depende de la intensidad de paso, la cual se ve modificada en el circuito interno del transmisor en función de una resistencia variable, capacitor variable, etc., dependiendo de su principio de funcionamiento.
- *Controlador:* Realmente el circuito interno de control trabaja con tensión variable. Para ello, en las bornas de entrada se conecta una resistencia fija de 250Ω, entre cuyos extremos, aplicando la ley de Ohm: $V = R \times I$ [ec. 2-1], se obtiene la diferencia de potencial de 1 a 5 voltios proporcional a la señal de 4 a 20mA.

$$\begin{aligned}250\Omega \times 4mA &= 1000mV = 1V \\250\Omega \times 20mA &= 5000mV = 5V\end{aligned}$$

Por medio de este sistema se elimina el efecto de caída de tensión en la línea, al generarse la tensión justo en las bornas de entrada al controlador.

- *Convertidor:* Convierte la señal de salida del controlador, comprendida en el rango de 4 a 20 mA, en otra señal señal neumática de 3 a 15 PSI, la cual se envía a la válvula automática para modificar el caudal de paso por la tubería.
- *Válvula automática:* Recibe la señal neumática de 3 a 15 PSI y la convierte en la posición de apertura comprendida entre 0 y 100%. Como se verá más adelante, la válvula automática requiere de otros dispositivos complejos para su funcionamiento como el posicionador. En la figura 2-4 no aparece el posicionador, puesto que se trata de solo ver el comportamiento de lazo de control, aunque realmente la función del posicionador es la de acelerar el movimiento de la válvula, no de modificar su posición.

2.2.2 Sistemas de control de calderas

El sistema de control de una caldera es la herramienta mediante la cual se consiguen los equilibrios de masa y de energía de la misma ante las variaciones en la demanda de los consumidores. La energía y la masa introducidas en la caldera deben ser reguladas para conseguir las condiciones de salida deseadas. Las medidas de las variables del proceso darán al sistema la información necesaria para alcanzar el equilibrio energético. La figura 2-5 se muestra mediante un diagrama de bloques el esquema general del control de una caldera.

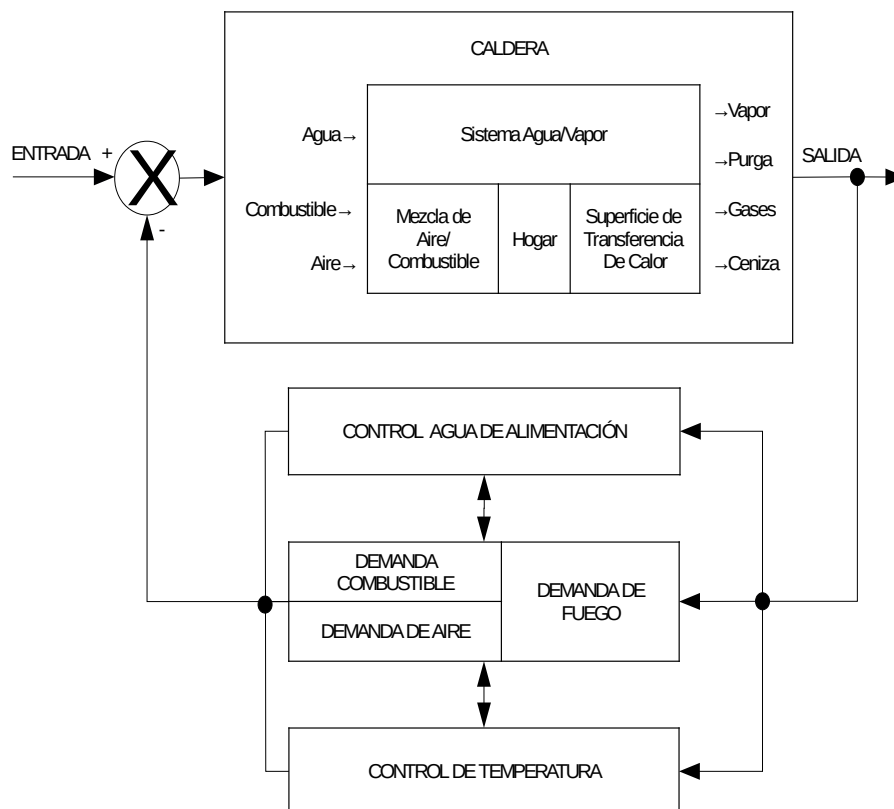


Figura 2-5: Esquema básico de una caldera (Fuente: propia).

Desde el punto de vista del equilibrio energético se debe generar una demanda de carga (de fuego), de la cual se generarán a su vez las demandas de combustible y aire, que proporcionarán el aporte de energía necesario para mantener el equilibrio respecto a la extraída en el vapor. El control del agua de alimentación se basa midiendo el nivel en el domo y la finalidad del control será mantener el equilibrio entre la masa saliente en forma de vapor y la entrante en forma de agua. La temperatura del vapor será mantenida mediante el control de temperatura de éste, con su influencia, tanto en el equilibrio de energía como de masa.

En el sistema de control de una caldera, las diferentes variables interaccionan sobre los diferentes subsistemas. Así, la demanda de carga influirá sobre la temperatura de vapor, el caudal de agua sobre la presión de vapor que a su vez es la causante de la demanda de carga. Por lo tanto, todo el sistema debe ser coordinado y implementado de forma que minimice los efectos de dichas interacciones, puesto que el propio diseño del sistema las puede aumentar.

Del bloque de caldera, se puede diferenciar dos sistemas de entrada/salida: el sistema agua/vapor y el sistema aire-combustible/gases. En el sistema de agua/vapor, el agua que se introduce a la caldera es convertida en vapor, que sale de la caldera al recibir el calor necesario mediante la transferencia de calor a través del metal de los tubos.

El sistema de aire-combustible/gases es el que proporcionará el calor que se transmite al agua. En este sistema, el aire y el combustible se mezclan y queman en el hogar. El hogar suele estar formado por paredes de tubos de agua que reciben el calor radiante de la llama y es por tanto donde se produce la máxima transferencia de calor. Los gases de combustión, como resultante de esta pérdida de calor, se enfrían y abandonan el hogar pasando a la zona de recuperación de calor formada por tubos de vapor en donde la llama ya no se ve y el calor se transmite por convección. Como la transmisión de calor depende, entre otras cosas, de que exista una diferencia de temperatura, la

temperatura de salida de los gases será siempre algo superior a la temperatura menor del circuito agua-vapor.

Las salidas de purga y cenizas son tratados en sistemas auxiliares, altos de contenidos en ceniza producto de la combustión y elementos gaseosos y sólidos disueltos en el agua dentro de la caldera afectan negativamente su rendimiento por lo que el objetivo principal del sistema auxiliar será mantenerlos a niveles lo más bajo posible expulsándolos de manera controlada mediante desgasificadores, tanques de purga y extractores de ceniza.

2.2.2.1 Control a lazo cerrado

Se ha visto el concepto de variable de proceso y como su designación varía en las normativas SAMA/ISA según sea la medición a representar, pues bien, en sistemas de control automático existen dos formas generales de llevar a cabo el control de una variable de proceso: control en lazo abierto y control en lazo cerrado. Ambos se diferencian porque la información de la variable de proceso puede ser realimentada o no realimentada por el controlador para iniciar la acción correctora adecuada.

El control en lazo abierto no realimenta la información del proceso al controlador. Un ejemplo típico es la lavadora automática, la cual está programada para realizar una serie de operaciones necesarias en el lavado. Opera a través de un programa y como no tiene información respecto a la condición de lavado, detiene su operación al terminar el ciclo. Sólo después de terminar pueden encontrarse condiciones no satisfactorias e iniciar la acción correctora que se considere oportuna.

En cuanto al control en lazo cerrado, si el esquema de la figura 2-5 se desglosa en cada subsistema para analizar de forma independientemente la temperatura del agua de alimentación, obtendríamos un diagrama como el de la figura 2-6. En este caso, la información de la variable controlada de proceso se capta por medio de un sistema de medición adecuado y se utiliza como entrada al controlador. Un dispositivo detector de error compara esta señal de entrada con otra de referencia que representa la condición deseada, y cualquier diferencia hace que el controlador genere una salida para corregir el error.

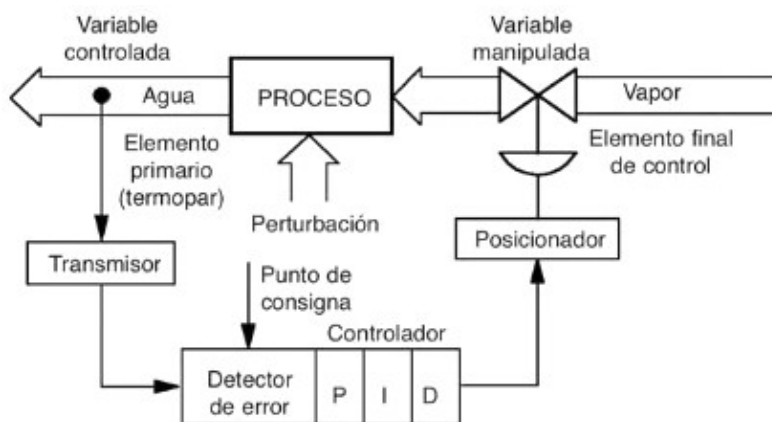


Figura 2-6: Control temperatura de agua en lazo cerrado
(Fuente: Control Avanzado de Procesos^[8])

La señal de salida del controlador se aplica al elemento final de control, el cual manipula una entrada al proceso en la dirección adecuada para que la variable controlada retorne a la condición deseada. Este circuito cerrado proporciona un esfuerzo continuo para mantener la variable

controlada en la posición de referencia o punto de consigna. Asociado al control aparecen tres tipos de variables que es necesario conocer:

- *Variable controlada:* Denominado también como variable controlada de proceso o simplemente variable de proceso, representa la característica de calidad o cantidad que se mide y controla. La variable controlada es una condición o característica del medio controlado, entendiendo por tal la materia o energía sobre la cual se encuentra situada esta variable. En la figura 2-6, la variable controlada es la temperatura mientras que el agua es el medio controlado.
- *Variable manipulada:* Comúnmente llamada variable de control (no confundir con variable controlada). Es la cantidad o condición de materia o energía que se modifica por el controlador automático para que el valor de la variable controlada resulte afectado en la proporción debida. La variable manipulada es una condición o característica de la materia o energía que entra al proceso. Por ejemplo, cuando el elemento final de control de la figura 2-6 modifica el caudal de vapor al proceso, la variable manipulada es el caudal mientras que el vapor es la energía de entrada.
- *Variable de perturbación:* Es toda variable que tiene influencia sobre la variable controlada pero no puede ser modificada directamente por la variable manipulada. Por ejemplo la temperatura de entrada de agua al proceso de la figura 2-6. El sistema tiene que esperar a que el cambio en la temperatura del agua alcance la salida del proceso, donde se encuentra situada la variable controlada, para que ésta realice la acción correspondiente sobre la variable manipulada.

Dentro del controlador, el detector de error calcula la señal error (e) como la diferencia entre el valor de referencia (r) y la variable de proceso ($e = r - vp$). La señal error es la entrada al algoritmo PID y la salida es la variable de control (vc), recordando la ecuación 1-30 vista en el capítulo anterior se tiene:

$$vc = K_p e + K_i \int e dt + K_d \frac{de}{dt} \quad [ec. 2-2]$$

También se había visto que el algoritmo es equivalente a una función de transferencia en el dominio de “s” (de la transformada de Laplace) siendo $G(s)$ el algoritmo PID:

$$G(s) = K_p + \frac{K_i}{s} + K_d s \quad [ec. 2-3]$$

Donde:

- *Factor K_p :* Es la parte proporcional consiste en el producto entre la señal de error y la constante proporcional para lograr que el error en estado estacionario se aproxime a cero, pero en la mayoría de los casos, estos valores solo serán óptimos en una determinada porción del rango total de control, siendo distintos los valores óptimos para cada porción del rango.
- *Factor K_i :* Es la parte integral que tiene como propósito disminuir y eliminar el error en estado estacionario, provocado por perturbaciones exteriores y los cuales no pueden ser corregidos por el control proporcional.

- **Factor K_d** : Es la acción derivativa se manifiesta cuando hay un cambio en el valor absoluto del error; (si el error es constante, solamente actúan los modos proporcional e integral). La función de la acción derivativa es mantener el error al mínimo corrigiéndolo proporcionalmente con la misma velocidad que se produce; de esta manera evita que el error se incremente.

Los controladores con realimentación del proceso no tienen en cuenta la influencia de las perturbaciones que se producen y que afectan al lazo de control. Debe existir un error para que se inicie la acción correctiva. Un medio para corregir el efecto de las perturbaciones es el control feedforward, el cual compensa el efecto de las mismas antes que se produzcan error en la variable controlada. Este sistema está limitado por la exactitud de las medidas, los cálculos efectuados y las perturbaciones no medidas.

2.2.3 Control del sistema agua/vapor

En calderas tipo acuotubulares, el agua de alimentación a las condiciones de presión y temperatura adecuadas, procedente del sistema de bombeo es suministrada hacia el calderín superior a través de un economizador en el cual se incrementa su temperatura. El vapor saturado generado se separa en el calderín y al salir de él es enviado a un sobrecalentador primario en donde se eleva parcialmente su temperatura. Este vapor ya sobrecalentado es atemperado antes de enviarlo a un sobrecalentador final tras el cual es suministrado a los consumidores existentes.

Para lograr el equilibrio entre la masa saliente en forma de vapor y el agua entrante, el calderín se encarga de realizar la conversión final de fase agua/vapor, donde se lleva a cabo una separación final del agua presente en vapor, por tal motivo el control de nivel en este proceso debe ser muy preciso. Si el nivel del agua es muy alto, se puede generar arrastre de agua hacia posteriores sistemas como turbinas de vapor, generando de esta manera severas pérdidas. De modo contrario si el nivel es demasiado bajo puede exponer la tubería (secarse) y por último fracturarse por sobrecalentamiento. Por otra parte el poder responder ante las constantes demandas de los consumidores de vapor (turbinas, intercambiadores, etc.) con gran precisión es otro aspecto de gran relevancia a tener en cuenta.

El efecto del flujo de agua de alimentación sobre el nivel del agua se considera como una característica dinámicas para el sistema de control. Idealmente, el agua de alimentación que entra al calderín superior se considera sin capacidad de autoequilibrio (es decir sin restricciones), por lo que la respuesta del nivel de agua debería ser proporcional. Sin embargo, debido a que la temperatura del agua de saturación en el calderín es más alta que la temperatura del agua de alimentación, el agua de alimentación fría reduce el volumen (contracción) del agua en el calderín y se producen caídas del nivel de agua; cuando el flujo de agua de alimentación aumenta repentinamente, el nivel del agua no sube oportunamente al principio, solo hasta después de un tiempo de retraso lo hará con el cambio del flujo de agua de alimentación. La respuesta del nivel del agua ha sido profundamente estudiada^[9] llegando a ser definido como una función de transferencia en relación al flujo de agua:

$$\frac{H(s)}{W(s)} = \frac{\varepsilon}{\tau s^2 + s} \quad [ec. 2-4]$$

Donde: ε es la velocidad de subida de la respuesta de paso, τ es el tiempo de retardo puro; $H(s)$ es el nivel de agua dentro del calderín y $W(s)$ es el flujo de entrada de agua de alimentación.

Considerando el efecto del flujo de vapor, la cantidad de combustible (puede ser carbón, biomasa, etc.) entrega una capacidad calorífica constante, una aumento repentino de la demanda de vapor

conlleva a la caída de la presión en la caldera, acelera la ebullición del agua en el calderín y aumenta el volumen (esponjamiento) del agua, moviendo el nivel del agua hacia arriba. A este fenómeno se le denomina: niveles de agua falso y también puede ser definido como una función de transferencia:

$$\frac{H(s)}{D(s)} = -\frac{\varepsilon_1}{s} + \frac{K_2}{T_2 s + 1} \quad [\text{ec. 2-5}]$$

Donde ε_1 es la velocidad de ascenso de la respuesta de paso sobre el efecto del flujo de vapor, K_2 y T_2 son el factor de amplificación y la constante de tiempo del cambio en el nivel de agua respectivamente, $H(s)$ es el nivel de agua y $D(s)$ es la señal de perturbación del flujo de vapor.

El control de nivel de una caldera tiene varias particularidades debido su especial comportamiento. Las principales son el esponjamiento y la contracción que se producen en el nivel ante los cambios de carga de vapor, y que modifica el nivel en la dirección opuesta a la que intuitivamente se espera que ocurra ante dicho cambio de carga. Así, ante un incremento en la demanda de vapor, el nivel en lugar de disminuir al extraerse más vapor, se incrementa temporalmente debido a la disminución de la presión provocada por el aumento de consumo. Esta disminución en la presión provoca un aumento en la evaporación y en el tamaño de las burbujas de vapor (esponjamiento) que hace aumentar el nivel. Por el contrario, ante una disminución en la carga, en lugar de producirse un aumento en el nivel debido a la disminución del caudal de vapor, se produce una disminución debida al aumento de la presión. Esto origina una menor evaporación y un menor tamaño en las burbujas de vapor (contracción) que hace disminuir el nivel.

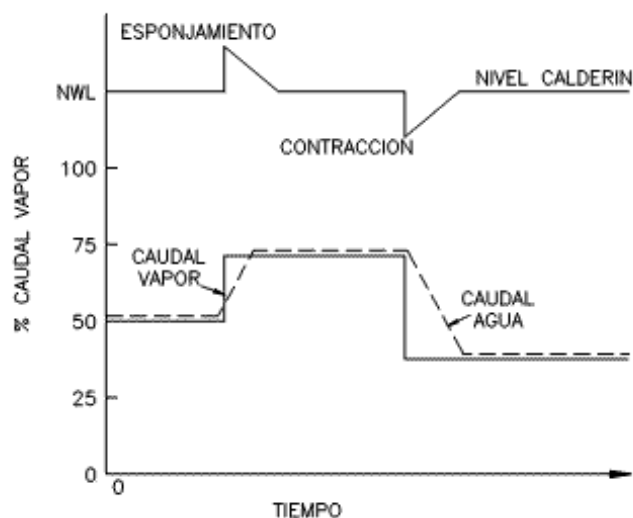


Figura 2-7: Relación agua/vapor y nivel (Fuente: <https://instrumentacionycontrol.net>)

Para lograr los objetivos básicos mencionados, existe un patrón que indica la relación deseable entre el caudal de agua, de vapor y el nivel del calderín (figura 2-7). Cuando se incremente el caudal de vapor, se incrementará el caudal de agua si no se ha producido un esponjamiento en el nivel. Un incremento en el nivel producirá un decremento en el caudal de agua si no se ha incrementado el caudal de vapor.

Si la influencia del nivel del calderín es muy grande, se producirá una disminución en el caudal de agua, que provocará finalmente que el nivel sea excedido para poder aportar esa pérdida de agua. Si

la influencia del caudal de vapor es muy grande, el incremento inicial de aportar más agua, mantendrá por más tiempo el nivel por encima de su punto de consigna (figura 2-8).

La acción correctora adecuada sería mostrada en el gráfico derecho de la figura 2-8 en la que el caudal de agua no cambia inmediatamente, sino gradualmente para acompañar al caudal de vapor una vez que el nivel ha vuelto a su punto de trabajo tras el transitorio.

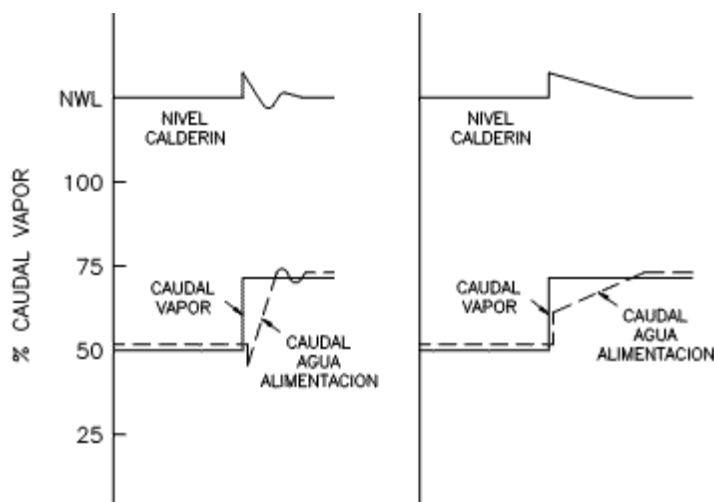


Figura 2-8: Influencia del nivel sobre el flujo de agua y vapor (Fuente: <https://instrumentacionycontrol.net>).

El nivel en el calderín es una medida del volumen de agua contenida en el mismo, aunque existen algunas circunstancias que pueden falsear la medida como se ha visto anteriormente. Para cada carga de la caldera hay un cierto volumen de agua que se encuentra ocupado por burbujas de vapor. En los primeros que siguen a un incremento instantáneo de carga, sería de esperar una disminución del nivel en el calderín. Sin embargo se da un proceso contrario al esperado, puesto que disminuye la presión y, como consecuencia, se producen más burbujas, ocasionando un aumento en el volumen de agua, haciendo aumentar el nivel cuando debería disminuir. Este fenómeno se denomina esponjamiento o hinchazón. Por el contrario, ante un aumento de la presión por haber disminuido la carga, el nivel de agua tiende a contraer su volumen, ocasionando el fenómeno de contracción.

Basados en este corto resumen de los sistemas de agua/vapor, el sistema de control del agua de alimentación necesita responder rápidamente a los cambios de carga para mantener constante la cantidad de agua almacenada. Existen muchas estrategias de control, pero las principales tres son:

1. *Control de elemento simple:* Se utiliza en calderas pequeñas con un gran volumen de agua almacenada, proporciona un control adecuado siempre que las variables de carga no sean muy importantes. Tiene solamente una variable de proceso proporcionada por un transmisor de nivel que es la entrada de información al controlador. La salida de este controlador posiciona la válvula de entrada de agua al calderín. Cuando se utiliza el control de un elemento, los efectos de contracción y esponjamiento de volumen pueden ocasionar errores en el control.

2. *Control de dos elementos:* Cuando los cambios de demanda son frecuentes y de gran magnitud, se puede utilizar un sistema de control de dos elementos. El sistema utiliza como variables de proceso el caudal de vapor y el nivel en el calderín. Se extrae la raíz cuadrada a la señal procedente del transmisor de caudal de vapor para compatibilizarla con la medida de nivel que es lineal. El caudal de vapor entra al sumador como señal feedforward para obtener la posición inicial de la válvula de agua de alimentación.

3. *Control de tres elementos*: Es la mejor opción para un calderín de tamaño reducido con la ventaja que aumenta la velocidad del sistema agua/vapor y a su vez demandan rápidos cambios de carga. Este sistema mantiene la entrada de agua igual a la demanda de vapor, utilizando tres variables de proceso: nivel de calderín, caudal de vapor y caudal de agua de alimentación. Desde el punto de vista de cálculo, el comportamiento del vapor y nivel es exactamente igual al descrito en el sistema de dos elementos. La principal diferencia es que la salida del sumador se envía al punto de consigna del controlador de agua, en lugar de enviarlo a la válvula directamente. Por medio del controlador de caudal de agua se compensan las alteraciones que se producen por falta de repetibilidad de la válvula de control, cuando no se mantienen constantes las variables que afectan al agua de alimentación, fundamentalmente la presión en su propio colector.

2.2.3.1 Control de nivel a tres elementos

Elegido como estrategia de control para el sistema agua/vapor, en ciertas aplicaciones donde se desea minimizar el tamaño del calderín, aumentar la velocidad del sistema de agua/vapor, se requiere que la carga en la caldera excede de un 25 a un 30 % de la demanda total de manera rápida y todas las limitaciones existentes en el control por dos elementos quieran ser suprimidas, la necesidad un tercer elemento al controlador es de gran importancia.

Hay varias formas de configurar un sistema de control de agua de alimentación a tres elementos, pero la más común puede describirse como un control en cascada de alimentación más retroalimentación. En la figura 2-9, se mantiene la entrada del agua igual que la demanda de vapor, utilizando tres variables de proceso, nivel del domo, caudal de vapor y caudal de agua de alimentación.

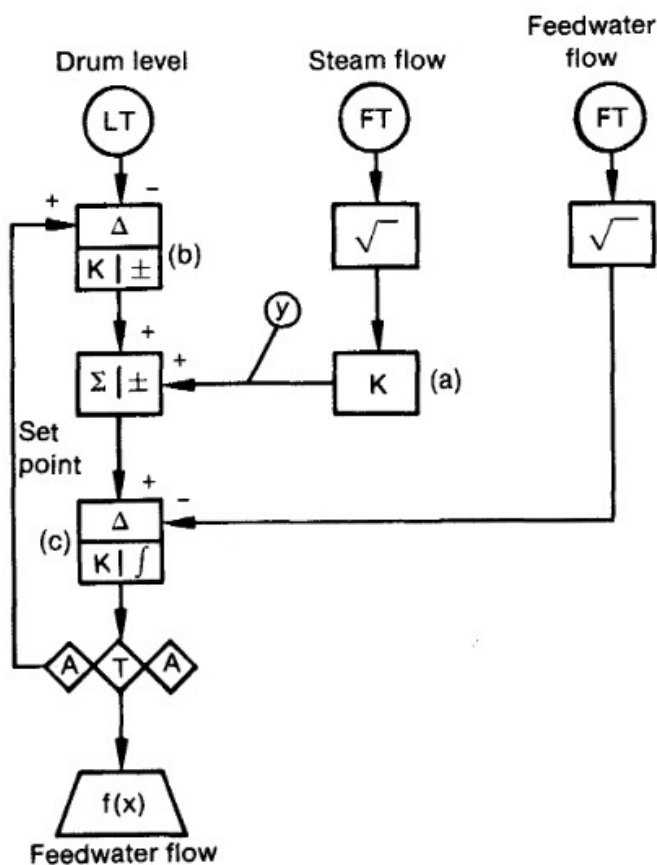


Figura 2-9: Control de nivel a tres elementos (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

Estas tres variables son usadas para un cálculo de flujo másico, donde la presión y la temperatura son usadas como compensaciones en la densidad y peso molecular del vapor; a su vez en este cálculo al flujo de vapor se le realiza una extracción de raíz cuadrada para compatibilizar con la medida de nivel la cual es lineal; la salida del sumador (Σ) es enviado como setpoint al controlador de agua de alimentación.

La calibración del sistema incluye un ajuste BIAS (\pm) a la señal de salida en los puntos (b) y (c). El efecto provocado en el punto (b) puede ser tanto positivas como negativas. Si las señales del sistema en conjunto sólo pueden tener valores positivos, la salida efectiva del elemento (b) en el punto de ajuste debe ser del 50 por ciento para que pueda cambiar tanto hacia arriba como hacia abajo. El 50 por ciento de BIAS positivo de la señal de salida del elemento (b) requiere que la señal de salida del nivel de agua normal del 0 por ciento vaya al 50 por ciento. La señal del 50 por ciento se combina con la señal de flujo de vapor en el punto (a). Esto requiere un BIAS negativo del 50 por ciento a la señal de salida del punto (c) para que la señal de la válvula de control sea correcta. Los dos valores de BIAS serán 0 para los sistemas que pueden trabajar tanto con valores positivos como negativos.

Por medio del controlador de agua se compensan las alteraciones que se producen por falta de repetibilidad o no linealidad del elemento final de control cuando variables como la presión del agua no es estable.

Así mismo en la figura 2-9, la señal de flujo de vapor la cual representa la demanda de carga, se utiliza como señal de adelanto o feedforward para fijar el punto de consigna del controlador de agua de alimentación.

La operación teórica que ejerce el sumador en este caso es la siguiente:

$$S = K1 \times X + Y - K2 \quad [ec. 2-6]$$

Donde:

S= Salida del sumador hacia una válvula automática en valor porcentual.

X= Medida de flujo de vapor en valor porcentual del rango de medida (punto (a)).

Y= Salida del controlador de nivel (50%).

K1= Rango de medidor vapor (flujo másico) / rango de medidor agua (flujo másico)

K2= 50 % (punto (c)) – (Porcentaje de purga de la caldera).

Como nota se pretende que la salida del controlador sea (50%) cuando no exista un desequilibrio entre la medida y el punto consigna para permitir que el controlador de nivel tenga un margen de trabajo tanto si aumenta o disminuye la producción de vapor.

Por otro si no existiera K2 y si la entrada de agua estuviera equilibrada con la producción de vapor, tanto la salida del controlador de nivel como la salida del sumador serian igual a cero y así ante una disminución en la producción de vapor el controlador no tendría margen de trabajo para disminuir la entrada de agua (es decir, se debe trabajar con valores negativos, aunque en la práctica no se aplica).

2.2.4 Control de sistema aire/gases

A diferencia de analizar el sistema agua/vapor por el que pasa por un solo bloque de proceso como muestra la figura 2-5, intentar analizar el sistema aire-combustible/gases es aún más complicado al

tener que considerar los bloques de: mezcla aire/combustible, hogar y superficies de transferencia de calor. Si el control del sistema agua/vapor se basa principalmente en el calderín; el control aire-combustible/gases se basa principalmente en el hogar. En respuesta a la demanda establecida por el balance de energía, el control del hogar donde se lleva a cabo la combustión debe realizar las siguientes funciones:

- Mantener la energía de entrada al nivel demandado por el balance.
- Mantener la relación aire/combustible.
- Mantener equilibrado el conjunto tiro forzado tiro inducido
- Mantener la caldera en condiciones de operaciones seguras.

Recordando la combustión estequiométrica dentro del hogar analizada en el capítulo 1, esta se realiza combinando químicamente cada molécula de combustible con la cantidad equivalente de oxígeno. En la práctica este tipo de combustión no se puede realizar debido a causas tales como mezcla incorrecta entre ambos componentes, dilución de los productos de combustión por los gases inertes como nitrógeno, vapor de agua en la atmósfera, etc.

La combustión completa se realiza si se introduce un exceso de aire con respecto a la cantidad de combustible que se está utilizando. Es necesario que el exceso de aire sea óptimo. No se permite que el contenido de oxígeno de la mezcla que se suministra al hogar sea inferior al límite especificado por el fabricante, ni que se demuestre mediante métodos de prueba y error que la combustión sea estable. Deberán preverse medios para controlar la relación entre los gases de combustión y el aire o el contenido de oxígeno de la mezcla. Por fortuna, existe una definición para el aire teórico que maneja la composición ideal del oxígeno durante la combustión (21% O₂ y 79% N₂) y es el punto de partida para la introducción de exceso de aire. Es necesaria que el exceso de aire sea el óptimo, puesto que si no lo es, se puede presentar alguna de las situaciones que se describen a continuación:

- Cuando se trabaja con demasiado exceso de aire, se está desaprovechando energía a través de los gases efluentes que salen por la chimenea.
- Cuando se trabaja con suficiente exceso de aire, se produce una pérdida de calor debido al combustible que no ha reaccionado (inquemados).
- Cuando existen combustibles inquemados se tiene un cierto riesgo de explosión, como consecuencia de la falta de oxígeno.

El aire de combustión de la caldera y los gases de combustión fluyen a través de todos los sistemas incluyendo: el hogar de la caldera, los circuitos de tubos y varios tipos de superficies de transferencia de calor. La fuerza motriz de este flujo es la presión o el tiro del aire o de los gases de combustión. El término "tiro" puede tener muchas interpretaciones, pero en este contexto se entenderá como una "corriente de aire". Asociado a este significado se puede definir como una presión del aire o de los gases de combustión que es ligeramente negativa con respecto a la presión atmosférica.

El aire de combustión se origina en la atmósfera; eventualmente su derivado, el gas de combustión, se agota a la atmósfera. El tiro total o la presión se divide por todos aquellos elementos en la trayectoria del flujo que tienden a resistir u obstruir el flujo. La cantidad de presión diferencial para cada uno de estos elementos se denomina pérdida de carga y el concepto se debe a que tanto los gases como el aire requieren de energía para su movimiento venciendo las pérdidas de carga por fricción en los distintos tramos de la caldera. En ambos casos, el flujo es no isotérmico, ya que

el aire es precalentado a la entrada del hogar y los gases son enfriados a lo largo de la caldera. Esto es importante ya que afecta a la viscosidad del fluido y por ende a la caída de presión a través de la instalación.

Las pérdidas de carga entre ambos fluidos y según el caso, esta definida por los siguientes casos:

- Pérdida en conductos rectos
- Pérdida por cambios de dirección/o de sección
- Pérdida a través de elementos de regulación (damper)
- Pérdida a través de haces tubulares (sobrecalentador, banco convectivo, etc.)
- Pérdida a través de la grilla y lecho de bagazo
- Pérdida a través de ciclones y scrubbers.
- Pérdida a través de la chimenea

2.2.4.1 Tiro natural y tiro mecánico

El tiro natural es un término utilizado cuando el flujo de aire a través de la caldera se produce por el efecto de una chimenea. La chimenea está acoplada al paso de los gases de combustión de la caldera. Si el volumen específico del gas de combustión (principalmente debido a su temperatura) es menor que el de la atmósfera exterior, los gases de combustión en la parte superior de la chimenea se elevarán, creando una succión que inducirá el flujo de aire de combustión a través de la caldera. El tiro que producirá una chimenea depende de la altura de la chimenea y de la temperatura de los gases de combustión. Por otro lado, el tiro mecánico es el producido por los ventiladores de aire de combustión. Generalmente, el tiro natural por sí solo produce mucho menos tiro y está disponible para compensar pérdidas de tiro mucho más bajas que las disponibles con tiro mecánico. El resultado de valerse solo del tiro natural es una menor transferencia de calor y una menor eficiencia de la caldera.

Sobre una base económica, el tiro natural debe ser usado como un suplemento al tiro mecánico y no como un sustituto de este. En el caso de las calderas, un ventilador o soplador de aire que aspira de la atmósfera y fuerza el aire de combustión a través del sistema se denomina ventilador de tiro forzado. Un ventilador al final de la trayectoria del sistema de flujo de la caldera que succiona del flujo de gases de combustión de la caldera y descarga los gases de combustión a la chimenea se denomina ventilador de tiro inducido. La presión estática y las características de flujo de los ventiladores son el resultado del diseño específico del ventilador en particular. Las combinaciones de ventiladores disponibles para el diseñador del sistema de calderas son: (a) tiro forzado más chimenea, (b) tiro forzado y tiro inducido más chimenea, y (c) tiro inducido más chimenea. De estas combinaciones, las calderas se pueden clasificar en dos tipos:

1. Calderas a presión.

Un sistema de caldera que no posee ningún ventilador de tiro inducido y el hogar puede funcionar bajo presión positiva en alguna parte o en todo el rango de carga se denomina caldera a presión. En este tipo de caldera, la presión en el horno varía a medida que se cambia la carga. Esto se debe a la variación en las diferentes pérdidas de tiro con respecto a la carga de la caldera. La figura 2-10 representa la disposición física de un sistema de calderas de este tipo. Un punto clave de estas calderas es que el horno no filtre el aire o los gases de combustión. Esto es necesario para que los gases de combustión muy calientes del hogar no se filtren a la atmósfera. Una pequeña fuga en tales

circunstancias deteriorará el material a su alrededor, destruyendo finalmente las paredes del horno y creando un peligro operacional. El hogar se diseña de tal forma que sea hermética a la presión con una carcasa interior soldada o un sello soldado entre los tubos generadores de vapor de la pared del hogar.

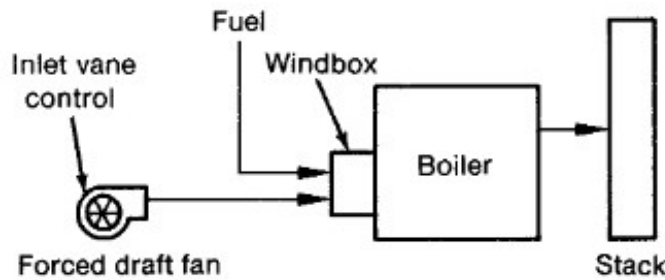


Figura 2-10: Caldera a presión (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

2. Calderas de tiro balanceado.

En muchos casos los hogares en las calderas no pueden ser operados bajo presión debido a fugas alrededor del equipo de quema de combustible. Un ejemplo de esto es la combustión de combustible sólido como el bagazo. En otros casos, los sistemas han sido diseñados para operar con presión negativa en el hogar para reducir el mantenimiento del mismo, o bien fueron diseñados y construidos antes de que se desarrollara la tecnología de los hogares a presión. Estos sistemas de calderas se basan normalmente en el uso de un ventilador de tiro inducido en combinación con un ventilador de tiro forzado. En estos casos, el ventilador de tiro inducido se utiliza para reducir la presión del hogar y asegurar que siempre sea negativa con respecto a la presión atmosférica. Estos sistemas se denominan sistemas de tiro balanceado y tienen una disposición como la que se muestra en la figura 2-11. En el sistema de tiro balanceado, el funcionamiento del hogar bajo una presión negativa asegura que cualquier fuga será aire de combustión relativamente frío que se filtra en el hogar en lugar de filtrar gases de combustión muy calientes. En la práctica normal, la presión o la corriente de aire del horno se controla hasta un punto de consigna de presión ligeramente negativa mediante la regulación de uno o ambos ventiladores de tiro forzado e inducido. De esta manera se minimiza cualquier fuga de aire atmosférico al interior del horno o de la caldera. En la caldera de tiro balanceado, los ventiladores de tiro forzado e inducido comparten la carga de mover el aire de combustión y los gases de combustión a través del sistema. El punto de equilibrio es la presión o el tiro en el hogar. Este nivel de presión viene determinado por las cantidades relativas de "empuje" y "tracción" de las corrientes de aire forzadas e inducidas, respectivamente.

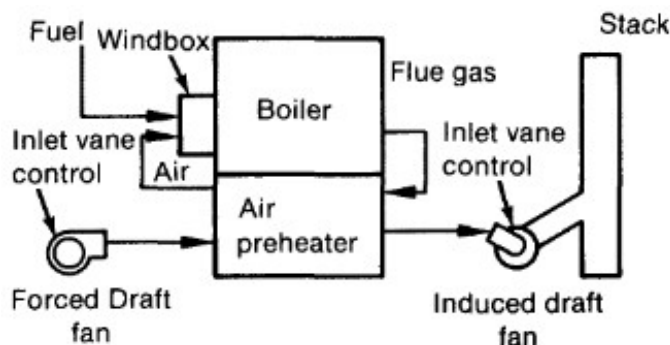


Figura 2-11: Caldera de tiro balanceado (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

Las caídas de presión pueden variar bastante dependiendo del diseño y disposición de los equipos de recuperación de calor (economizador y calentador de aire) que pueden venir en una o dos etapas. El gráfico de la figura 2-12 muestra las caídas de presión para ambos tipos de calderas con equipos de recuperación de calor:

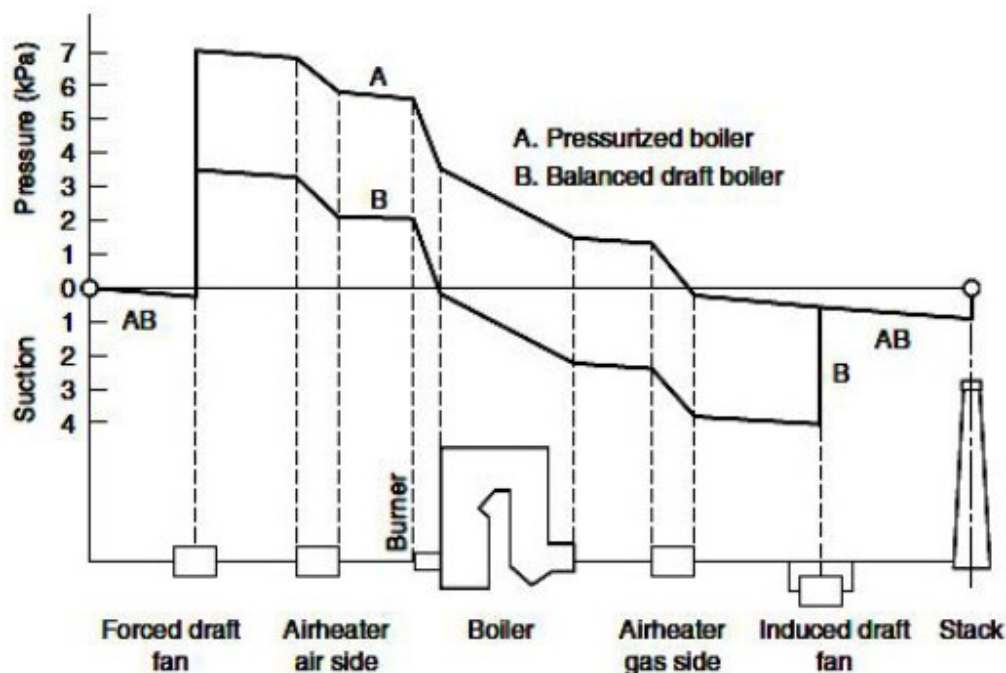


Figura 2-12: Caída de presión en calderas (Fuente:Calderas a bagazo)^[18].

Para calderas a presión con precalentadores de aire, las pérdidas adicionales de tiro hacen que el hogar funcione a una presión más alta en todas las cargas o a una presión positiva excepto en las partes de la caldera que tienen una carga menor (considerando la zona de gases de combustión como la menor carga). Si se hubiera utilizado un economizador para la recuperación de calor en lugar de un precalentador de aire, entonces no habría pérdidas adicionales de tiro en la trayectoria de flujo del aire de combustión. En cuanto a las calderas de tiro balanceado, la corriente de aire del hogar es ligeramente negativa para todas las cargas de la caldera. La adición de un precalentador de aire de combustión para la recuperación de calor al sistema añade pérdidas adicionales de tiro tanto en el aire de combustión como en el lado de los gases de combustión pero no modifica el punto de consigna de tiro para el controlador del horno.

2.2.4.2 Control de flujo de aire

Las variaciones en la demanda de vapor, exige actuar sobre el flujo de aire, ingreso de combustible y el tiro, a modo de mantener el exceso de aire correcto y el tiro balanceado para los distintos estados de carga.

Esta regulación en los ventiladores puede hacerse de dos formas:

- Apertura o cierre del damper en el ducto de aspiración o impulsión, a velocidad de rotación constante.
- Variación de la velocidad de giro del ventilador.

Hacerlo la regulación por cierre del damper a la salida del ventilador luego que el fluido ha sido presurizado, es la forma menos eficiente, ya que por estrangulación se reduce la presión-caudal y se destruye por pérdida de carga la energía entregada al fluido.

La forma más difundida y eficiente de regulación es cuando el damper está ubicado en la aspiración del ventilador (inlet vane control IVC). Mediante este dispositivo que permite la rotación del segmento de álabes que forman el damper, se produce la apertura o cierre de los mismos. De esta forma se restringe el flujo y el ventilador sólo comprime lo necesario.

La regulación por variación de la velocidad de rotación puede llevarse según el tipo de motor de accionamiento mediante:

- Variador de frecuencia para motores eléctricos de CA.
- Turbina de vapor.
- Motor de CC.
- Motor y acople oleo hidráulico

Este sistema es el más eficiente y costoso. El mando por turbina de vapor de acción simple, del tipo Curtis, es el más difundido en la industria azucarera.

Para el control del flujo de aire se puede utilizar tanto el control de lazo abierto como el de lazo cerrado. En la figura 2-13 se muestra un ejemplo de cada una de estas dos configuraciones de control. En la configuración de lazo abierto, la demanda de flujo de aire de combustión resultante de la carga de vapor de la caldera se satisface mediante el posicionamiento del dispositivo controlado. El resultado esperado es una cierta cantidad de flujo de aire según las características del dispositivo controlado y la velocidad del ventilador. A una velocidad constante del ventilador, la posición del dispositivo controlado determina una aproximación cercana del caudal. Esto sólo es cierto si se produce un alto porcentaje de la caída de presión total del sistema a través del dispositivo controlado; al contrario, si la presión varía aumentando o disminuyendo, el caudal también variará.

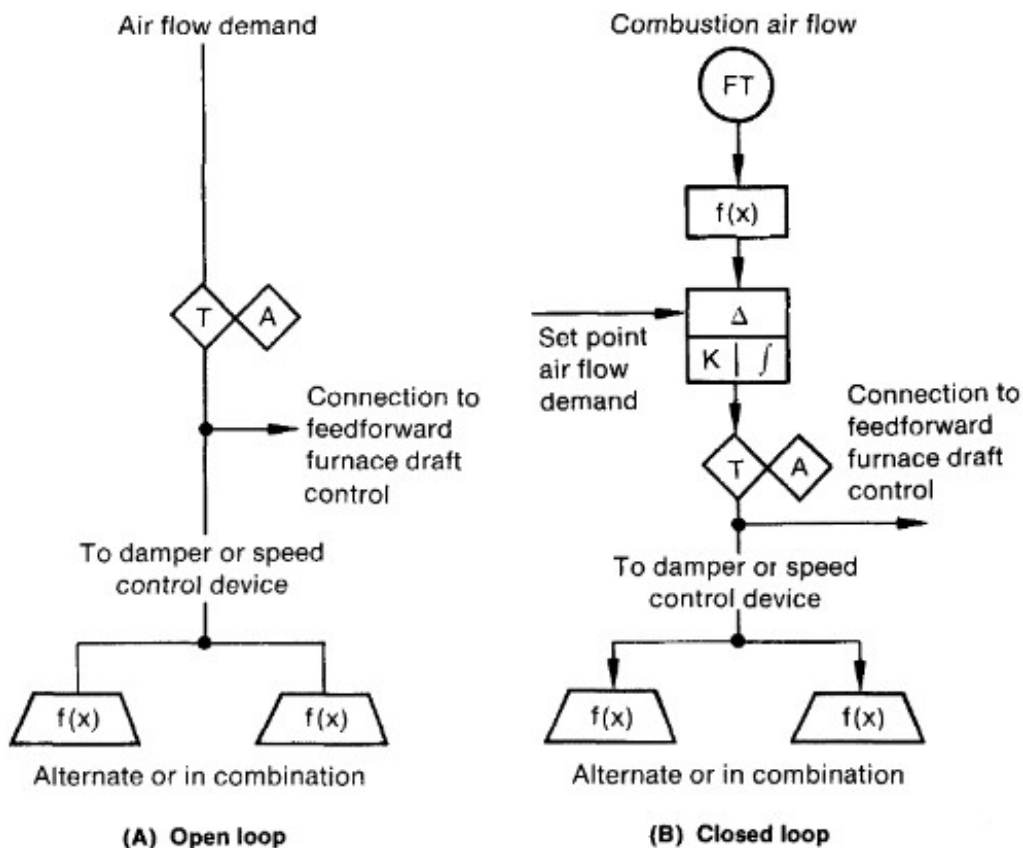


Figura 2-13: Control aire de combustión (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

Para compensar estos cambios, se utiliza un control de retroalimentación a lazo cerrado para que el caudal y la señal de control permanezcan iguales. En este caso, una desviación del punto de consigna del flujo de aire se retroalimenta para reposicionar el dispositivo controlado con el fin de mantener un flujo de aire determinado. Este es un controlador de flujo de retroalimentación típico que utiliza funciones de control proporcional e integral. Si la medición de flujo y el dispositivo controlado están razonablemente bien ajustados en capacidad de flujo, un punto de partida para la sintonización del controlador es un ajuste inicial de ganancia (proporcional) de 0.5. El ajuste integral correcto se adapta al tiempo total de retroalimentación (generalmente unos pocos segundos) del lazo de control de flujo. El resultado es típicamente un punto de partida para el ajuste integral de 10 rpm (revoluciones por minuto). La ganancia y la sintonía integral del lazo también se ven afectadas por el ruido del proceso.

Si la caldera utiliza ventiladores de tiro forzado e inducido, es deseable conectar la señal de control al dispositivo controlado como señal de realimentación en un circuito de control de realimentación del horno; siendo ese el caso, el control de aire pasa a ser parte del control de tiro balanceado. Esta técnica tiende a reducir o eliminar la interacción entre el flujo de aire y los lazos de control de tiro del horno. La disposición anterior se refiere a la instalación con no más de un ventilador de tiro forzado o un conjunto de ventiladores de tiro forzado e inducido.

2.2.4.3 Control de tiro balanceado

La figura 2-14 muestra dos configuraciones del lazo de control para el control de tiro balanceado. En un caso, la señal al dispositivo de control de tiro forzado se añade al sumador (a) a la salida del controlador de retroalimentación de tiro inducido. El otro caso la señal de tiro inducido se añade a la salida de controlador de retroalimentación de tiro forzado. Asumiendo que la se trata de una estrategia de control eligiendo el primer caso, se elimina el desfase temporal entre la acción de control forzada y la inducida. Nótese que es necesario proporcionar una función de BIAS al sumador (a). Esto es necesario para que la salida del controlador de tiro funcione normalmente en la parte media de su rango de salida. Esto permite que el controlador sume o reste igualmente la señal de alimentación según sea necesario. Una configuración de control apropiada para la sumador (a) mostraría que tiene ganancias de 1.0 en ambas entradas y con un BIAS de -50%. En la aplicación de este u otro tipo de control de alimentación, es necesario obtener paralelamente las características de flujo de los dos dispositivos de control en el mismo tiempo (en este caso, de tiro forzado e inducido). Si esto no se hace, los dos no proporcionarán el efecto paralelo adecuado, y gran parte del beneficio del control de alimentación puede perderse. También es necesario seleccionar la señal de realimentación adecuada. El flujo de aire medido no debe utilizarse como señal de realimentación. Un efecto de retroalimentación positiva y un desfase en serie se introducen en el lazo debido a la interacción entre el flujo de aire y la medición del tiro del horno.

El objetivo de esta configuración es que el tiro forzado se utiliza para inyectar de forma proporcional la cantidad de aire necesaria para la combustión. Como este flujo se crea en los conductos de aire a una presión ligeramente positiva, cuyo valor suele estar entre 25 y 50 mm de columna de agua, controlada por el damper de tiro forzado. El tiro inducido permite extraer los gases efluentes y crea una presión negativa en el hogar (vacío), conocida habitualmente como tiro, que suele estar comprendida en el rango de 25 mm de columna de agua.

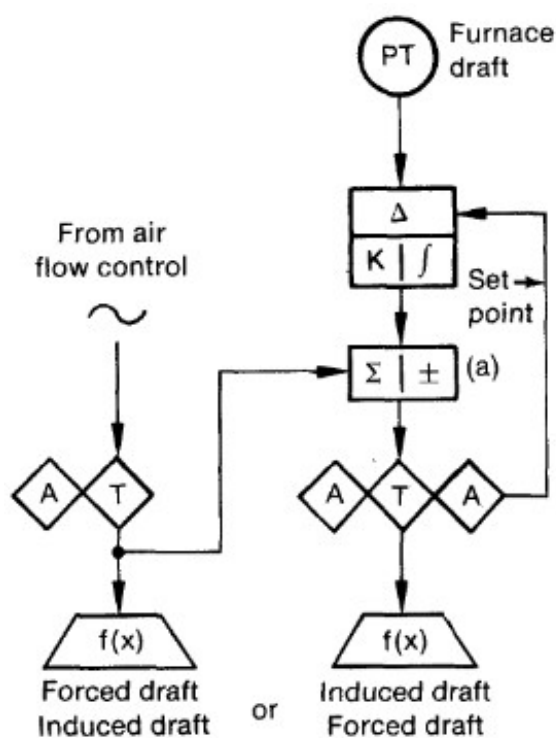


Figura 2-14: Control de tiro balanceado
(Fuente: *The controls of boilers*^[10])

2.2.5 Control del sistema de combustible

De todos los sistemas que conforman la caldera, el sistema de combustible es el que más contrasta en cuanto a componentes se refiere según sea su tipo (combustible líquido, gaseoso o sólido) mientras que el resto de sistemas, los componentes que los conforman siguen siendo los mismos independientemente del combustible a utilizar. Si al término “hogar” se le considera como el espacio donde tiene lugar la combustión, a este se le debe incluir también el sistema de alimentación del combustible. A lo largo de esta obra, se ha destacado el uso de bagazo como principal combustible por tratarse de una caldera para un ingenio típico, aclarado ese punto, se parte que el sistema de combustible a implementar se simplifica al sistema de alimentación de bagazo aunque en realidad el sistema es mucho más complejo de lo que se está asumiendo.

2.2.5.1 Sistema de alimentación de bagazo

En el capítulo 1 se había mencionado una forma de quemado del bagazo basado en lecho fluidizado siendo el método que tiene más experiencia en otras industrias usando biomasa o carbón como combustible. La combustión en lecho fluidizado (FBC: fluidized bed combustion) se refiere al proceso mediante el cual una capa de combustible reposa sobre una placa ranurada a través de la cual atraviesa un flujo de aire ascendente, esta es levantada progresivamente y mantenida en suspensión mientras se quema, comportándose esa mezcla de sólido-aire como si fuera un fluido. El proceso de lecho fluidizado no es nuevo y se ha utilizado durante muchos años en la industria del refinado y en otras industrias para aplicaciones tales como: el secado de carbón y el calentamiento químico por vapor.

Según a qué presión se lleve a cabo la combustión, existen dos tipos de lechos fluidizados:

1. Presión atmosférica:

- Lecho fluido burbujeante (BFB)
- Lecho fluido circulante (CFB).

2. Presión superior a la atmosférica

- Lecho fluido presurizado (PFB)

Las calderas a bagazo con esta tecnología pertenecen al primer grupo, siendo la de lecho fluido burbujeante la más difundida (BFB) sin embargo, las del tipo PFB son también muy usadas con otras biomasa.

El sistema de alimentación de bagazo se compone de las tolvas de alimentación que proporcionan el bagazo a los alimentadores rotativos o dosadores, que tienen por finalidad regular el flujo de bagazo hacia los esparcidos (spreaders) y que van montados en la pared frontal del hogar. Las dos formas más difundidas de alimentación de bagazo al hogar son:

- Esparcidos mecánicos
- Esparcidos neumáticos

El llamado sistema spreader stoker consiste de múltiples unidades alimentadoras-distribuidoras (spreader) y un sistema de grilla (stoker). La combustión a través de “spreader stoker” implica que una proporción importante del bagazo (partículas más finas) quema en suspensión y otra parte quema sobre la grilla (partículas más densas) y es por esto que este sistema es referido como de quema en semi-suspensión.

Los esparcidos mecánicos son cilindros rotativos provistos de aletas que tienen por finalidad esparcir e impulsar el bagazo hacia el interior del hogar. Están distribuidos sobre la pared frontal a lo ancho del hogar a modo de lograr una distribución adecuada. La figura 2-15 muestra la disposición de estos elementos.

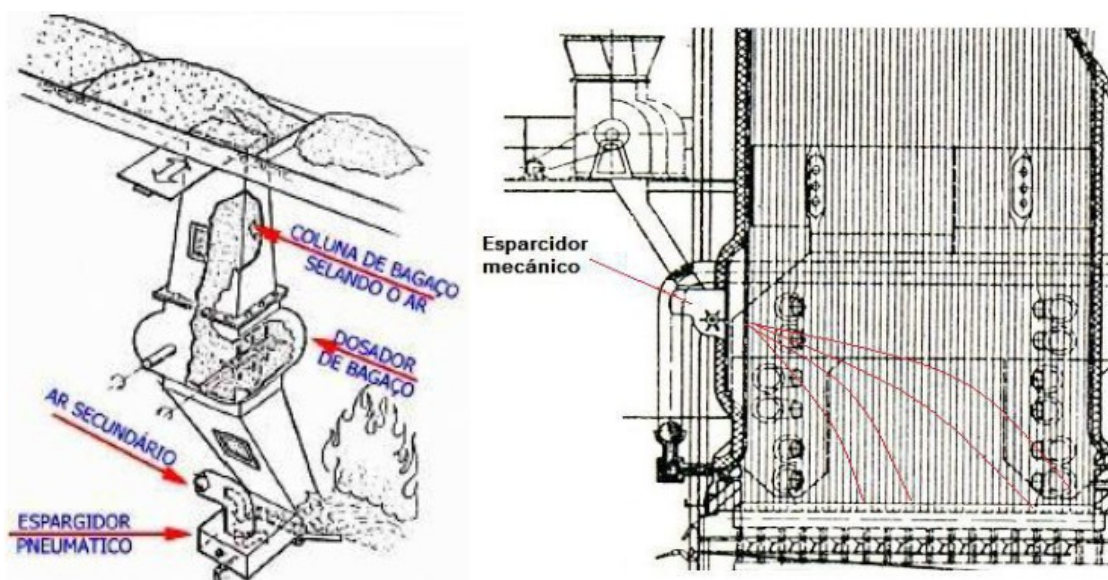


Figura 2-15: Esparcido mecánico de bagazo (Fuente:Calderas a bagazo^[18]).

2.2.5.2 Aire primario y secundario

Con el sistema de control aire/gases se determina la cantidad de aire real que se usará para garantizar que la combustión sea completa, el paso siguiente consistirá en determinar cómo será distribuido en la cámara de combustión. Parte del aire servirá para ayudar al secado del bagazo y proporcionar las condiciones para el desarrollo de las etapas de volatilización, gasificación y combustión.

De esta forma se garantiza que los gases combustibles volatilizados y formados durante la gasificación completen sus reacciones con el oxígeno liberando su calor de reacción antes de su egreso del hogar.

A la porción del aire que cumplirá con estos propósitos y que se suministra directamente bajo el lecho de bagazo (undergrate) se le llama aire primario y constituye la mayor proporción (70-85% del flujo total de aire)^[19]

Para Hugot^[15], los hogares alimentados por esparcidores (spreader stocker) esta proporción puede llegar hasta un 85% bajo grilla, 6.5% para distribución del bagazo y 7.5% para turbulencia sobre la grilla.

El aire primario es suministrado por un ventilador de tiro forzado (VTF) a presiones relativamente bajas (100–180 mm.ca) que puede ser comandado manual o automáticamente. El aire primario sirve también para remover las cenizas formadas sobre la capa de bagazo, refrigerar la grilla y ayudar a la quema en suspensión. La temperatura del aire primario precalentado en calderas de diseño tradicional varía entre 150-220°C. En las calderas de diseño moderno el aire primario puede estar precalentado entre 220-320°C.

El aire que sopla directamente en la cámara y a cierta altura del lecho en combustión se le llama aire secundario (overfire air). El aire secundario cumple con los siguientes propósitos:

- Penetrar la zona de combustión y agitar las llamas.
- Crear turbulencia para una mejor combustión.
- Prevenir la estratificación del flujo de gases.
- Soportar el quemado en suspensión.
- Completar la combustión de las partículas.
- Reducir las emisiones de CO y NOx.
- Mejorar la mezcla aire-combustible.
- Reducir el tiempo de residencia

Esta porción de aire secundario representa entre el 15-30% del aire total y puede ser proporcionado a una temperatura mayor que el aire primario (220-350°C). El aire secundario se inyecta a alta presión (400-550 mm.ca) a través de toberas de alta velocidad reguladas por dampers y distribuidas de manera estratégica en el hogar. Las toberas están distribuidas a cierta cantidad en el perímetro del hogar y a diferentes alturas del lecho en combustión a modo de aportar a las distintas partes del flujo gaseoso el oxígeno y velocidad necesaria para la mezcla. Para cumplir con esto se debe generar turbulencia necesaria dentro de la cámara de combustión y es preciso que las toberas de inyección del aire precalentado sean dispuestas con ángulos y alturas de inyección distribuidas de tal manera que puedan conseguir el máximo efecto buscado.

2.2.5.3 Demanda de combustión

Conocida también como demanda de fuego, a menudo se utiliza una disposición de retroalimentación más adelante (feedforward-plus-feedback). En la figura 2-16 se muestra una de las dos variaciones más utilizadas.

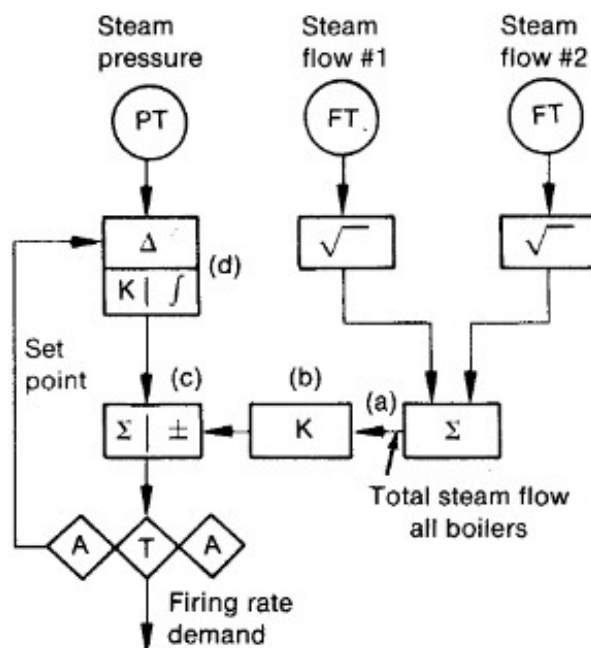


Figura 2-16: Demanda de fuego (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

En este arreglo el flujo de vapor (a) es la demanda de alimentación. La función multiplicadora proporcional (b) se ajusta a la entrada del sumador (c) de modo que un cambio en el flujo de vapor produzca el cambio correcto y constante en la demanda de la velocidad de combustión. El controlador de presión de vapor (d) proporciona el ajuste correcto de la demanda de velocidad de combustión para el exceso o defecto necesario para ajustar el almacenamiento de energía. Con cualquier sistema de alimentación de este tipo, el cambio de la señal de flujo de combustible está directamente relacionado con el cambio de flujo de vapor. Esto resulta en una acción inmediata y más rápida en el cambio de flujo de combustible, ya que el cambio completo de combustible ocurre antes de un cambio apreciable en la presión del vapor. Esto da como resultado una menor extracción de energía del almacenamiento. Dado que la extracción de energía del almacenamiento está directamente relacionada con la caída de la presión de vapor, una menor extracción significa que ha habido una menor desviación de la presión de vapor del punto de ajuste. Usando el ejemplo anterior, la ganancia del multiplicador proporcional (b) se ajustaría a un mínimo $(0.09/0.1) 0.9$. La ganancia del controlador de presión sería $(2.25/3.3)0.68$. En algunas instalaciones, se puede obtener un mejor rendimiento con una mayor ganancia del controlador de presión de vapor para proporcionar un aumento en las tasas de sobre y bajo fuego. En este tipo de sistema, la mayor parte de la acción de control sería suministrada por la integral en un simple lazo de control de retroalimentación suministrada por la señal de retroalimentación. Ya que la parte de retroalimentación no debería producir ningún efecto bajo condiciones de estado estacionario, es necesario que el controlador de presión de vapor sea esencialmente proporcional a su naturaleza. Debido a la dinámica implicada, los ajustes calculados dados para este tipo de sistema pueden no ser óptimos. Para que la presión de vapor regrese eventualmente al punto de consigna cuando la

relación entre el flujo de vapor y la velocidad de combustión sea imperfecta, se necesita una pequeña porción de acción integral. Esta debe ser una cantidad menor que la indicada por la constante de tiempo de proceso para evitar el desarrollo de una señal integral no deseada durante la desviación de la presión de vapor. Se sugiere un ajuste integral de 0.05 a 0.1 repeticiones por minuto.

Como la medida de la combustión es imperfecta, no se puede obtener una medición continua del combustible quemado para su uso en sistemas de control de calderas, es necesaria una medición inferencial de la entrada de combustible para los tipos de sistemas de medición, para un esparcidor de bagazo, la posición de la salida del controlador es una medida aproximada del volumen de bagazo. Si la densidad del bagazo fuera constante, también sería una medida aproximada del peso del combustible.

2.2.6 Control de temperatura

2.2.6.1 Control de temperatura de vapor

En muchas calderas existen sobrecalentadores de vapor para aumentar su temperatura por encima de la de saturación, la cual se produce en el calderín. La temperatura de vapor sobrecalentado es una variable crítica ya que su magnitud tiene influencia sobre la vida del sobrecalentador, las cañerías de conducción de vapor y la turbina a la que alimenta. Sin embargo, hay una gran cantidad de calderas en las que el vapor generado ha de estar a una temperatura fija para asegurar el correcto funcionamiento de los dispositivos como turbinas. En estos casos, en los que normalmente el grado de sobrecalentamiento es mayor, la imposibilidad de diseñar la caldera para que en todas las cargas requeridas produzca el vapor a la temperatura deseada, obliga a controlar ésta de forma que se mantenga dentro de los márgenes de operación deseados. Existen varios sistemas de control de uno, dos y tres elementos dependiendo de la dinámica de la caldera, del tipo de sobrecalentador (convectivo o de radiación, de una o dos etapas) y de las variaciones de temperatura permitidas.

Entre los diversos métodos de control en la temperatura del vapor, algunos se basan en mecanismos de control en la parte de gases y otros en la parte de agua en la caldera. Los primeros son típicos de calderas de centrales térmicas y su uso en calderas industriales es poco frecuente, los segundos se basan en controles por el lado del agua y pueden utilizarse solos o en combinación para controlar la temperatura final del vapor. El método o combinación de métodos que se utilice dependerá de una serie de factores como: el fabricante de la caldera en particular, la filosofía de diseño de esa empresa y la mejor oferta competitiva; estas consideraciones son importantes en la selección de los medios de control y su aplicación. Desde el punto de vista del control, la estrategia debe basarse en los mecanismos particulares utilizados y en la filosofía del fabricante para controlar la temperatura del vapor. Los caracteres de control de los diferentes métodos pueden ser muy diferentes.

La figura 2-17 (A) muestra el uso de un mecanismo de rociado con agua al vapor sobrecalentado. La variación del caudal de agua aumenta o disminuye la temperatura del vapor. La constante de tiempo para este proceso es en minutos y es la respuesta más rápida entre todos los métodos, La figura 2-17 (B) muestra un mecanismo que utiliza una válvula de control para desviar parte del vapor a un intercambiador de calor de carcasa y tubo. El vapor se enfría en el intercambiador de calor y luego se mezcla de nuevo con el resto del vapor, aumentando o disminuyendo su temperatura. El intercambiador de calor se encuentra en el calderín de vapor o en el calderín de lodos. La figura 2-17 (C) utiliza un intercambiador de calor de tubo como atemperador en la línea de vapor saturado entre el calderín y el sobrecalentador y es la respuesta más lenta debido a que el método extrae una parte del calor latente, otra característica del proceso de control de la temperatura

del vapor es que el tiempo de respuesta suele ser una función variable del caudal de vapor. Una porción controlada del agua de alimentación de la caldera se desvía al intercambiador de calor para eliminar una cantidad variable del calor latente, aumentando o disminuyendo así la temperatura final del vapor. El atemperador inyecta agua en la línea de vapor, donde se vaporiza a su vez mezclándose con el vapor recalentado, produciendo el enfriamiento de este último. El grado de enfriamiento depende del uso final de vapor. Aunque existen otras variantes, el sistema elegido como estrategia de control estará basado en el denominado “elemento simple” asociado a cualquier mecanismo de control en el lado de vapor.

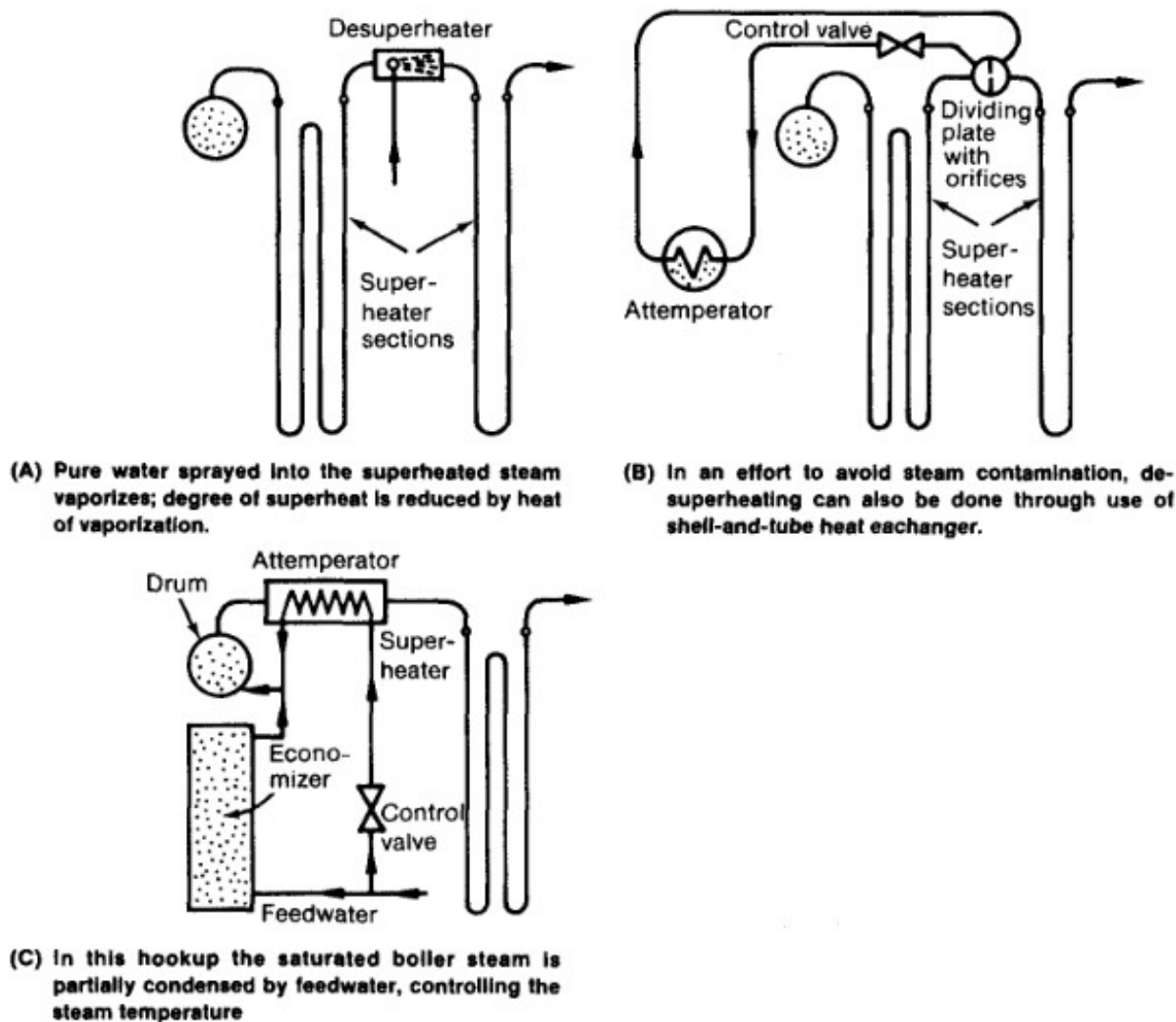


Figura 2-17: Mecanismo de control por el lado de agua (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

2.2.6.2 Control del punto de rocío

El control del punto de rocío de los gases de combustión puede ser necesario sólo en los casos en que las calderas cuenten con sistemas de recuperación de calor como el economizador o precalentador de aire. El economizador forma parte de los recuperadores de calor de gases de combustión y su objetivo es elevar la temperatura del agua de alimentación para su posterior vaporización en las superficies de calefacción de la caldera mientras que el precalentador tiene el objetivo de recuperar parte de la energía de los gases de combustión, antes de entrar al sistema generador de vapor (calderines). Si se tratará de calderas a bagazo, el precalentador del aire tiene otros efectos adicionales muy importantes:

- Contribuir al proceso de secado del bagazo reduciendo el efecto de la humedad.
- Incrementar la temperatura del hogar favoreciendo la transferencia de calor por radiación entre los gases y las paredes de agua.

En virtud a estos dos efectos es que los precalentadores de aire han tenido en las calderas bagaceras mayor difusión que los economizadores. Estos se disponen a la salida del haz convectivo en el caso general o pueden estar conectados en serie con el economizador antes o después del mismo. Con respecto al punto de rocío, en el caso del economizador o del calentador de aire, la transferencia de calor hace descender la temperatura de los gases y el punto de rocío puede alcanzarse en el equipo mismo. La temperatura del punto de rocío de los gases de combustión se determina por el contenido de humedad de los gases de combustión y la presencia del SO₂ y SO₃. La adición de incluso pequeñas cantidades de azufre en el combustible, y por lo tanto de SO₂ y SO₃ en los gases de combustión, provoca un cambio significativo en el aumento de la temperatura del punto de rocío. El punto de rocío de los gases de combustión producto del bagazo se encuentra entre los 140-149°F^{[15],[16]} de modo que para evitar problemas de condensación y corrosión en los circuitos de tubos, la temperatura en la pared de tubos deberá mantenerse por arriba de estos valores.

Por ejemplo, el "extremo frío" de un precalentador de aire, la temperatura del aire es de 65°F y la temperatura del gas de combustión es de 230°F, la temperatura promedio del metal en contacto con el gas de combustión es de 147.5°F. Con una temperatura de punto de rocío de 149°F, se acumularía humedad ácida en la superficie del metal y se produciría corrosión. Esto puede evitarse mediante el uso de un método de control que eleva la temperatura del aire de combustión entrante de modo que la temperatura media del metal final frío esté por encima del punto de rocío. A medida que se eleva la temperatura del aire entrante, la temperatura de los gases de combustión también se eleva en una cantidad similar.

En el ejemplo anterior, elevar la temperatura 5°F, es decir aumentar la temperatura del aire entrante a 70°F haría que la temperatura del gas de combustión se eleve aproximadamente a 235°F. La temperatura promedio del metal sería entonces de 152.5°F, este valor está por encima de la temperatura de punto de rocío a 149°F. Si la temperatura del punto de rocío fuera de 152.5°F, la temperatura del aire entrante tendría que elevarse aún más de 70°F. En la figura 2-18 se muestra un método de control que logra esto. Un calentador de aire, con vapor como medio de calefacción, se coloca en la corriente de aire de combustión antes del precalentador de aire de recuperación de calor de los gases de combustión. El vapor es controlado a este calentador para desarrollar la temperatura deseada del aire de combustión.

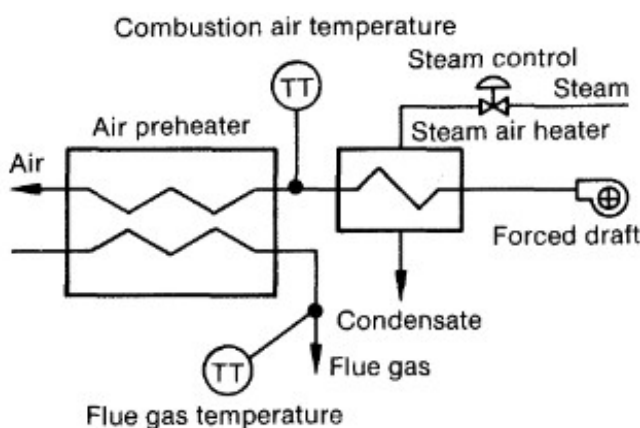


Figura 2-18: Mecanismo de control del punto de rocío (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

2.2.6.3 Control de elemento simple

Se sabe con anterioridad que una estrategia de control esta basada en el número de variables de procesos involucradas en el sistema de control es decir, una variable de proceso: control de un elemento o elemento simple, dos variables de proceso: control de dos elementos, y tres variables de proceso: control de tres elementos.

Para sistemas de control de temperatura de vapor y punto de rocío, el control de elemento simple es adecuado porque la variable de proceso que debe permanecer en un valor fijo en esta caso a temperatura fija) para asegurar el buen funcionamiento de la caldera a diferencia de otras variables de proceso que están más relacionadas a los cambios en la demanda de carga.

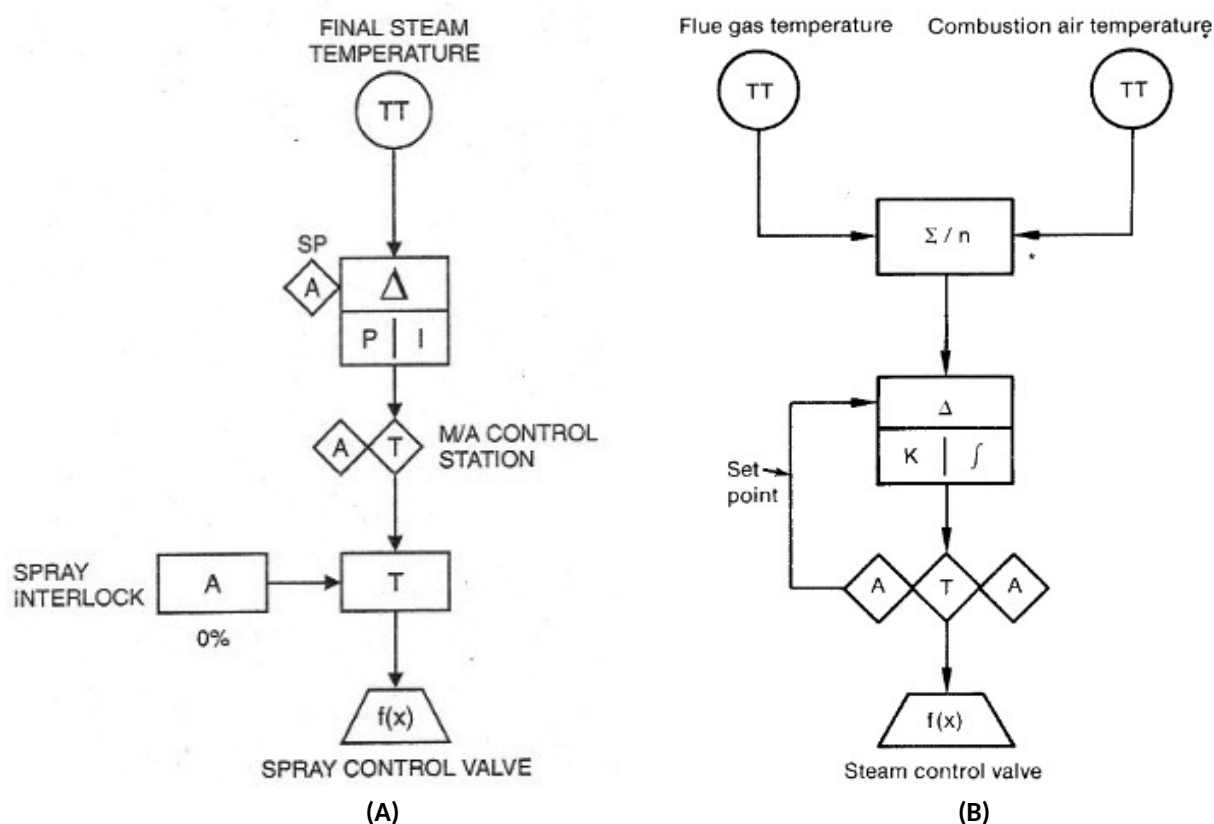


Figura 2-19: Control de elemento simple (A) Temperatura de vapor, (B) Punto de rocío (Fuente: *The controls of boilers*^[10] & *Boiler control systems engineering*^[17]).

La figura 2-19 muestra el control de elemento simple para el control de temperatura de vapor y el punto rocío mediante procesos de atemperación que tienen por objeto mantener la temperatura dentro de un intervalo especificado mediante el enfriamiento del mismo. Los atemperadores como elemento final de control pueden clasificarse en dos grupos:

- *Atemperador de superficie*: se trata de un intercambiador tubular de calor con agua.
- *Atemperador de mezcla*: pueden ser de diversos diseños (atomización spray, Venturi, doble Venturi, toberas variables, etc), generalmente es el método más común para controlar la temperatura del vapor; este es enfriado por la mezcla directa con agua de alta calidad (condensado) que absorbe calor evaporándose y reduciendo la temperatura del vapor.

La figura 2-19 (A) muestra el control de elemento simple para la temperatura de vapor final, la estrategia esta diseñada para atemperadores de superficie y corresponde al mecanismo de control

que se muestra en la figura 2-15 (A). La temperatura final del vapor se mide y se compara con el punto de consigna; el resultado se utiliza para regular el flujo de agua en un atomizador spray, Venturi o tobera. Este sistema tiene como variable de proceso la temperatura de salida del recalentador secundario (o el recalentador donde sale el vapor final) y el punto de consigna es fijado por el operador en el controlador. La salida del controlador posiciona la válvula de entrada de agua al atemperador.

El control del punto de rocío se muestra en la figura 2-19 (B). Un simple lazo de control de retroalimentación, como se muestra, suele ser adecuado. El promedio de las temperaturas de los gases de combustión y del aire es la variable de proceso de control considerándose como una seudotemperatura de la superficie metálica. Un enfoque alternativo es controlar la temperatura del aire para proporcionar una temperatura mínima de los gases de combustión basada en la suposición de la temperatura del aire de combustión esperada a la entrada es más fría. Si se utilizan materiales resistentes a la corrosión, la temperatura permitida por el metal puede disminuir. Este problema básico también puede afectar la corrosión de las chimeneas metálicas si se utilizan. En estos casos, el problema se produce debido a las bajas temperaturas ambientales exteriores. La solución a este problema es el uso de materiales resistentes a la corrosión para el interior de las pilas o el aislamiento de las pilas. La operación de este tipo de control de punto de rocío tiene un pequeño impacto en el flujo de aire y el control del ventilador de tiro al cambiar la resistencia del flujo tanto en el lado de los gases de combustión como en el lado del aire de la caldera. Un aumento de 40°F en la temperatura del aire de entrada del precalentador de aire cambiará el volumen específico promedio a través del lado de aire del precalentador y cambiará su caída de presión en aproximadamente un 2.5 por ciento. El cambio en la pérdida de tiro en el lado de los gases de combustión será un porcentaje menor. Este cambio sólo se notará ligeramente aunque se utilice el control de flujo de aire en lazo abierto^[18].

2.2.7 Instrumentación y selección de componentes

Para lograr la regulación correcta de todos los controles vistos anteriormente, se debe tener en cuenta los respectivos sensores y dispositivos de salida para un correcto diseño de control, esto con la finalidad de poder medir correctamente las variables de control de proceso. La selección esta basada principalmente en dispositivos compatibles con el lazo de control de 4 a 20 mA, señales neumáticas de 3 a 15 psig , medidores locales, medidores remotos y componentes de control final. La lista se muestra a continuación.

2.2.7.1 Medidor local de nivel con cristales de reflexión

Son dispositivos ópticos denominados gage glass (vidrio medidor) y son técnicamente prismas de vidrio templado de sección rectangular provistos de estrías longitudinales. Las estrías tienen sección rectangular y su objeto es el de hacer visible el nivel, incluso cuando el fluido de proceso sea incoloro o transparente. Los cristales de nivel están aprisionados, mediante tornillos, en una caja de acero, de manera que se forma un elemento como el que aparece en la parte izquierda de la figura 2-20. Como la longitud de este elemento es limitada para cumplir las condiciones de presión y temperatura máximas, si el recipiente donde se quiere visualizar el nivel es demasiado alto se montan varios elementos como el descrito, formando un conjunto hasta alcanzar la longitud necesaria. Este conjunto de elementos, o simplemente un elemento, con sus correspondientes accesorios, tales como válvulas, bridas de conexión, etc., es lo que se denomina habitualmente: “nivel óptico de vidrio”. Los cristales tienen la propiedad, debido a su forma estriada y las leyes de reflexión y refracción, que cuando la luz ambiente incide sobre las estrías ésta se refleja hacia el observador en la zona en la que los cristales están en contacto con el vapor, mientras que es

absorbida en la zona en la que los cristales están en contacto con el líquido; de esta forma, la parte del nivel correspondiente al líquido se presenta al observador con una tonalidad más oscura que la correspondiente al vapor.

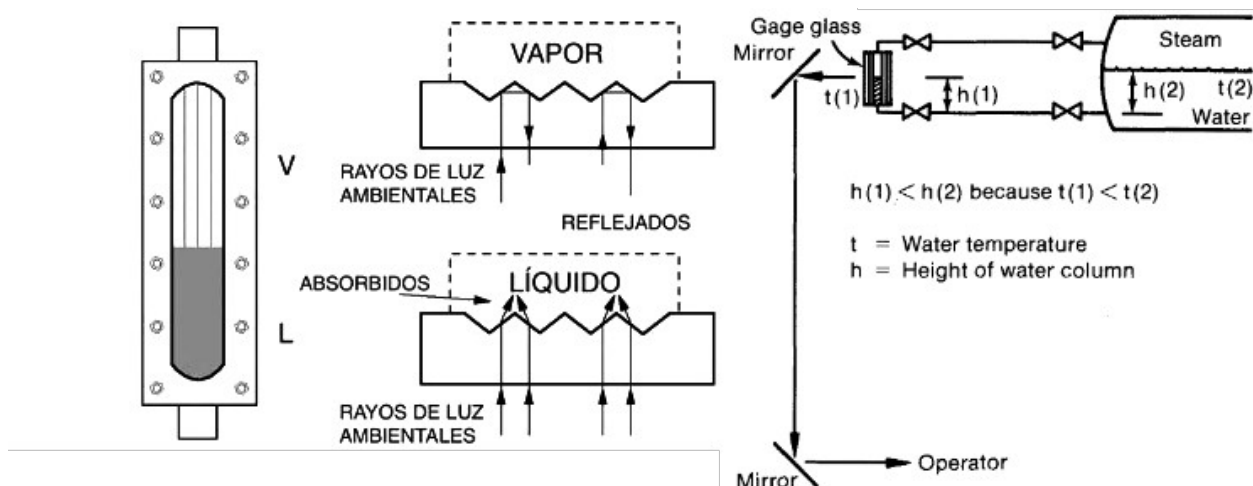


Figura 2-20: Cristales de reflexión en medidores de nivel (Fuente: propia).

En la indicación básica de nivel se debe tomar en cuenta la corrección de densidad, puesto que el condensado que circula a través del medidor donde se enfría, adquiere una densidad mayor que la del agua que se encuentra dentro del calderín produciendo error en la medida. La desviación entre la altura de nivel $h_{(2)}$ y $h_{(1)}$ depende de la presión de la caldera a la cual se encuentra en equilibrio la temperatura del agua. La siguiente lista ha sido extraído de tablas de vapor^[11] para mostrar la densidad del agua a diferentes presiones de saturación:

Presión [kPa]	Densidad [kg/m ³]
1.0	0.9434
5.0	0.9091
10.0	0.8850
15.0	0.8621
20.0	0.8475

Dependiendo de la presión de trabajo en la caldera se pueden llegar a tener desviaciones comprendidas entre 2 y 15 cm, entre alturas $h_{(1)}$ y $h_{(2)}$. De la figura 2-10 se cumple que:

$$h_{(1)} \cdot \gamma_{(T1)} = h_{(2)} \cdot \gamma_{(T2)} \quad [ec. 2-7]$$

Donde:

$h_{(1)}$: Altura en lado del vidrio medidor

$h_{(2)}$: Altura en lado de calderín

$\gamma_{(1)}$: Peso específico a $T_{(1)}$

$\gamma_{(2)}$: Peso específico a $T_{(2)}$

Como la densidad en el medidor de nivel es mayor que la que existe en el interior de la caldera, por ser menor la temperatura exterior, la altura observada en $h_{(1)}$ es menor que la que realmente existe dentro de la caldera.

Dado que la configuración de la caldera y la distancia del calderín con respecto al operador puede no proporcionar una indicación útil de "línea de visión", la imagen del vidrio de medición puede proyectarse mediante una disposición periscópica de espejos para que el operador pueda verla fácilmente. En muchas instalaciones, el uso de espejos para proyectar la imagen del nivel del agua a una ubicación deseada para su visualización puede ser mecánicamente complejo o prácticamente imposible, siendo este el caso serán necesarios otros métodos como el uso de un circuito cerrado de cámara de televisión.

2.2.7.2 Transmisor de nivel por presión diferencial

El sistema de medición por presión diferencial se basa en el principio de medir la carga o presión hidrostática. La carga se define como el peso de líquido que existe por encima de un plano de referencia. Es independiente del volumen de líquido implicado o de la forma del recipiente. El sistema no mide el nivel de líquido sino la presión ejercida y, como la presión es proporcional a la altura de la columna de líquido, el medidor infiere la posición actual del nivel. Por tanto la altura de nivel obtenida por este método es una medida inferencial, por lo que se aplica la ecuación básica:

$$h = \frac{P}{\gamma} = \frac{P}{\rho g} \quad [\text{ec. 2-8}]$$

Donde:

h: Altura de líquido sobre el plano de referencia

P: Presión debida a la carga de líquido

γ : Peso específico

ρ : Densidad de la sustancia.

g: Constante de gravedad

Ya sea un vidrio medidor o un transmisor de nivel que no sea posible montarlo a la misma altura del calderín, será necesario montar el dispositivo en una posición más baja para llevar a cabo labores de mantenimiento. El tipo de montaje que se utiliza para esta situación es el que aparece en la figura 2-21, como la medida está basada en la diferencia de presión generada por dos columnas ("H" y "L"), la columna de lado de baja es fija o de referencia que mantiene una altura constante. La columna de lado de alta será la columna de agua y vapor existente en el calderín.

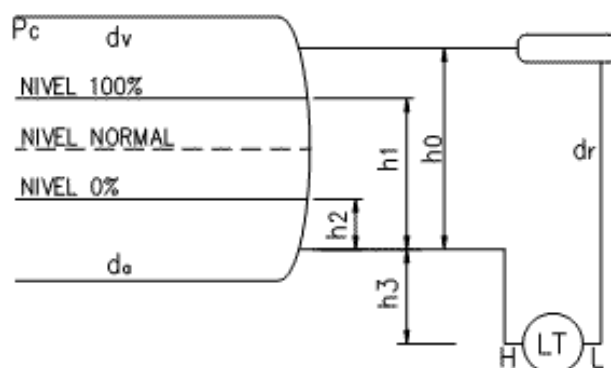


Figura 2-21: Transmisor de nivel
(Fuente: <https://instrumentacionycontrol.net>)

La presión en el lado de alta del transmisor vendrá dada para los niveles mínimo y máximo por:

$$P_{min}=P_c+(h_3 \times dr+h_2 \times da+(h_0-h_2) \times dv)g \quad [ec. 2-9]$$

$$P_{max}=P_c+(h_3 \times dr+h_1 \times da+(h_0-h_1) \times dv)g \quad [ec. 2-10]$$

Y la de la columna de referencia por:

$$P_{cr}=(h_3+h_0) \times dr \times g \quad [ec. 2-11]$$

Donde:

$P_{n_{min}}$: Presión al mínimo nivel porcentual de líquido

$P_{n_{max}}$: Presión al máximo nivel porcentual de líquido

P_c : Presión de lado de vapor.

P_{cr} : Presión de referencia.

dr : Densidad de referencia.

da : Densidad de agua saturada.

dv : Densidad de vapor saturado.

g : Constante de gravedad.

La calibración al 0% será: $P_{min}-P_{cr}$; y para 100% de: $P_{max}-P_{cr}$. Se conecta el lado de baja presión a la de vapor y el lado de alta presión a la presión del agua. Esto se debe a que se suele preferir que la señal del transmisor aumente con el nivel del agua, es decir que la salida del transmisor de señal para 4mA será de 0% y la de 20mA será de 100%. El transmisor se calibra de forma que su rango transmita un margen de trabajo en torno al nivel normal para unas condiciones de operación nominales. Como consecuencia, el peso de la columna de nivel variará si las condiciones de presión en el calderín varían, al modificar la densidad de agua y vapor. La variación de la densidad es mayor cuanto mayor es la presión de operación de trabajo. En el mejor de los casos, el montaje final suele ser un transmisor de nivel acompañado de un vidrio medidor para medir el nivel en unidades porcentuales (%) y en unidades de altura (“mm. de columna de agua” o “mm CA”).

2.2.7.3 Transmisor de flujo por presión diferencial

El método más ampliamente utilizado para la medida de caudales en la industria es el que se realiza a partir de la presión diferencial. Existen varios tipos de elementos de medida basados en este principio, como son: placas de orificio con diversas formas, tubos Venturi, toberas, tubos Pitot, tubos Annubar, etc., aunque dentro de ellos los más utilizados son las placas de orificio, existen problemas en la medida de vapor por medio de placas de orificio.

La placa de orificio es básicamente una placa perforada que se coloca en una tubería (figura 2-22). El dispositivo se basa en el efecto Venturi que al disminuir la presión de un fluido que va atravesando una tubería incrementa su velocidad por una disminución del diámetro en la tubería. Por Bernoulli, esto significa que la presión en el lado de entrada es mayor que la presión en el lado de salida.

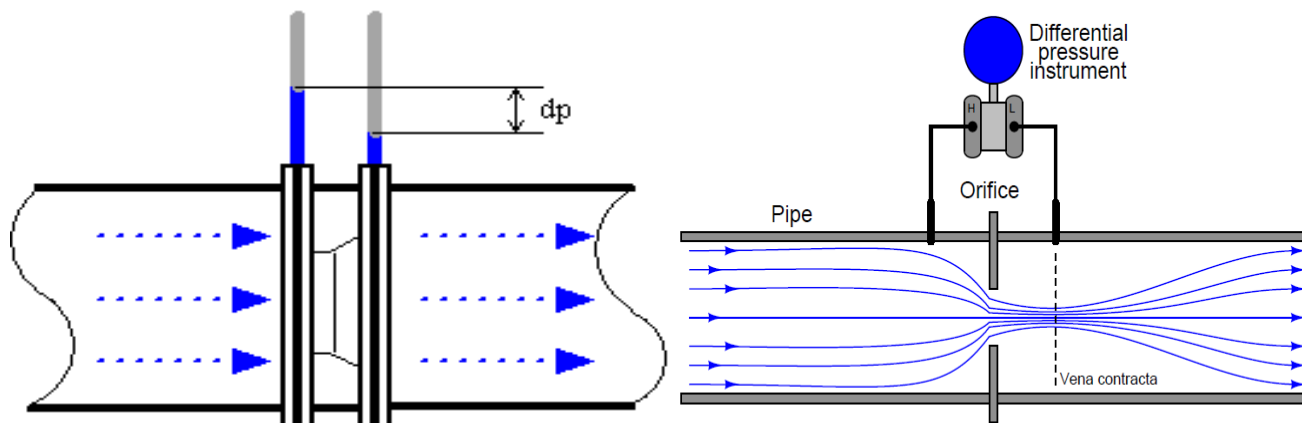


Figura 2-22: Placa de orificio a través de una tubería con transmisor de flujo
(Fuente:www.EngineeringToolBox.com)

A la placa de orificio se le colocan dos tomas, una se conecta en la parte anterior y otra en la parte posterior de la placa. Pueden tener distintas variaciones, dependiendo del fluido. Estas tomas captan la presión diferencial que se genera, la cual va a ser proporcional al cuadrado del caudal usando los principios de Bernoulli y Venturi para relacionar la velocidad con la presión del fluido, la ecuación genérica del caudal en función de la presión diferencial es:

$$Q = C_v \sqrt{dP} \quad [ec. 2-12]$$

Donde:

Q: caudal del fluido líquido o vapor.

dP: diferencia de presión.

C_v : coeficiente de descarga, proporcional a la zona de orificio.

El coeficiente de descarga es un número adimensional y se calcula para cada tipo de medidor, los fabricantes proporcionan esta información y teóricamente, para cada diámetro en las placas de orificio se puede encontrar equivalencias entre el coeficiente de descarga y caudal. No se pretende desarrollar los cálculos para la medida de caudal al desconocer la naturaleza de los coeficientes de de descarga, sin embargo pueden ser consultados los rangos característicos en la Norma ISO 5167^[12] o en referencias bibliográficas^[13].

Con mucha frecuencia existen problemas en la medida de vapor por medio de placas de orificio. En la mayoría de las ocasiones, errores en la medida son producidos por fallos en la instalación del transmisor. Según L.K. Spink^[14], los elementos básicos para la conexión de la placa de orificio al transmisor son los mismos que para medir líquidos, pero existe un problema adicional debido a la diferencia de densidad entre el fluido a medir (vapor), y el líquido que se forma en las tuberías (condensado). En este tipo de montaje se utilizan potes de condensación para mantener igualada la altura de líquido en las dos cámaras del transmisor, minimizando la diferencia entre ambas. Las tomas de presión en la brida de orificio deben estar localizadas horizontalmente. Por otro lado, salvo que por motivos de inaccesibilidad sea imposible, el transmisor debe estar montado por debajo de las tomas de conexión a las bridas de orificio.

La figura 2-23 muestra dos formas correctas de instalación para la medida de vapor, la cual sigue las recomendaciones exigidas para que la medida sea aceptable. Los potes de condensación retienen el condensado a la mitad inferior, mientras que la mitad superior contiene el vapor. Cuando el vapor

se condensa, el exceso de condensado retorna a la tubería, mientras que en sentido contrario se introduce vapor al instante. Por esta razón es necesario que las válvulas de bloque sean de plena apertura las líneas de conexión de suficiente diámetro para permitir el flujo en contracorriente de ambos fluidos, vapor y condensado.

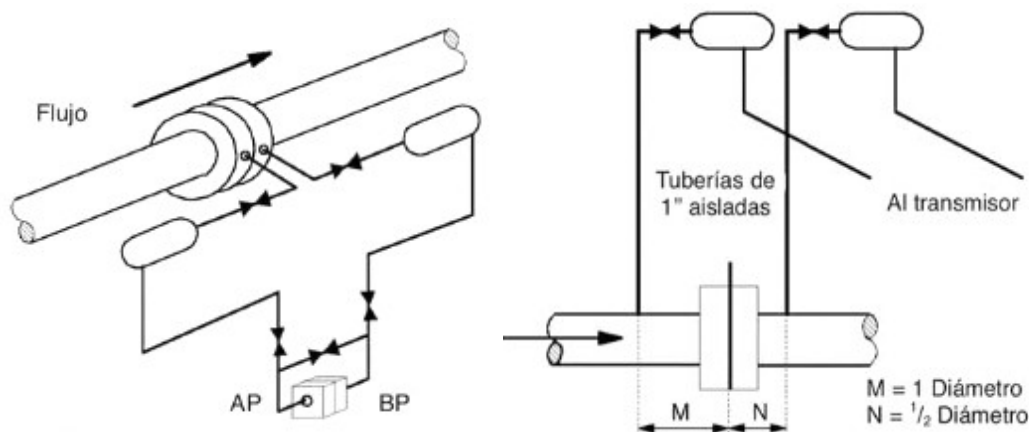


Figura 2-23: Instalaciones correctas para la medida de vapor (Fuente: Control avanzado de procesos^[8])

Como se ha mencionado anteriormente, los transmisores deben situarse por debajo de las bridas de orificio y los potes de condensación deben estar a la misma altura que las tomas de presión. Si la tubería es vertical, ambos potes deben situarse a la altura de la toma superior. En instalaciones donde el medidor debe estar colocado por encima de la tubería, los potes de condensación deben localizarse por encima del transmisor. En este caso las tomas de presión deben situarse en la parte superior de la tubería.

En resumen, para que en una instalación la medida de vapor con placa de orificio con potes de condensación no aparezcan errores de medida, debidos a columnas no deseables de condensado, es preciso que se cumplan algunas de las dos condiciones siguientes:

- Los potes de condensación están a nivel de las tomas de presión, lo cual implica la existencia de una bridas de orificio con salidas horizontales.
- Si los potes de condensación están por encima de las tomas de presión, la instalación debe estar hecha de tal manera que garantice la presencia de vapor, sin bolsas de condensado, en la líneas que van de las bridas de orificio a los potes.

Otro factor importante a tener en cuenta es el tipo de aislamiento que tiene cada tramo de las líneas que unen las bridas de orificio con el transmisor y las correcciones de caudal. Finalmente, la tabla 2-6 muestra las principales ventajas y limitaciones que tienen estos tipos de medidores de caudal por placa de orificio:

Ventajas	Limitaciones
No tienen componentes móviles	Utilizable para rangos de caudal 4:1
Se dispone de un amplio margen de rangos y tamaños	Relación cuadrática entre presión diferencial y caudal
Aptos para la mayoría de gases y líquidos	Relativamente baja exactitud
Ampliamente establecido y aceptado	Pérdida de presión no recuperable
No necesita calibración del elemento	La viscosidad afecta al rango de caudal
Simplicidad	La instalación puede llegar a ser costosa

Tabla 2-6: Ventajas y limitaciones para placas de orificio.

2.2.7.4 Sensor de temperatura

1. Par termoeléctrico.

Un par termoeléctrico es un conjunto de dos conductores metálicos distintos “A” y “B” unidos por ambos extremos, cuyas uniones se mantienen a temperaturas distintas. En estas condiciones existe entre sus extremos una diferencia de potencial llamada fuerza electromotriz termoeléctrica (efecto Seebeck) que puede medirse cortando uno de los conductores y uniendo sus extremos a un voltímetro de gran impedancia. La fuerza electromotriz (fem) depende exclusivamente de la naturaleza de los metales y de la diferencia de temperatura de las dos uniones o soldaduras. En la práctica, una de estas soldaduras se mantiene a la temperatura de referencia (soldadura fría) y la otra se encuentra a la temperatura que se desea medir (soldadura caliente). La fem de un par puede representarse por una ecuación de la forma:

$$E = a + b \times T + c \times T^2 + d \times T^3 + \dots \text{ [ec. 2-13]}$$

Donde T es la temperatura de la soldadura caliente cuando la soldadura fría está a 0°C. Normalmente la forma cuadrática es suficiente dentro de un amplio intervalo de temperaturas. Las constantes a, b, c, ... son diferentes para cada par de conductores.

- *Efecto Seebeck.*

Descubierto en 1821 por el físico alemán Thomas Johann Seebeck. El conjunto de los dos metales constituye un par termoeléctrico y la fem del circuito se denomina fem de Seebeck (figura 2-24). Si se mantiene constante la temperatura de la soldadura de referencia (T1), se encuentra que la fem Seebeck es función de la temperatura de prueba (T2). Esta fem se produce por el hecho de que la densidad de electrones libres en los metales difiere de unos a otros y, para un metal dado, depende de la temperatura. Cuando se unen dos metales distintos para formar una soldadura, los electrones del uno al otro, y la soldadura actúa como un origen de fem.

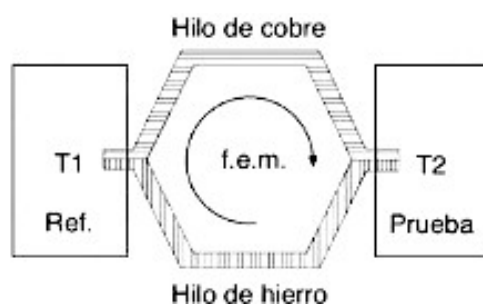


Figura 2-24: F.E.M Seebeck
(Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).

Como referencia a la figura 2-24, la fem generada fluye del cobre al hierro en la dirección del extremo caliente, y del hierro al cobre en la dirección del extremo frío. El flujo de corriente de esta fem se debe a dos fuentes combinadas. Una de estas fuentes se conoce como fem Peltier y la otra como fem Thomson. La fem Seebeck se puede obtener por medio de la siguiente integral:

$$\varepsilon_{AB} = \int_{T_1}^{T_2} (Q_A - Q_B) dT \text{ [ec. 2-14]}$$

Donde:

ε_{AB} : fem producida por el par (milivoltios)

T1, T2: Temperatura (K)

Q_A, Q_B : Constante de transporte térmico de los metales

A veces se simplifica puesto que las dos constantes Q_A y Q_B son aproximadamente independientes de la temperatura, por lo que existe una relación lineal de la forma:

$$\varepsilon_{AB} = \alpha \times (T_2 - T_1) \quad [ec. 2-15]$$

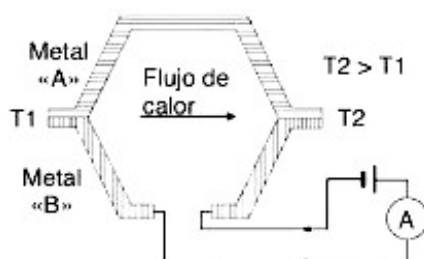
Siendo:

α : Constante del par (milivoltios/K)

T1, T2: Temperatura de las uniones (K)

- *Efecto Peltier.*

El físico francés Jean Charles Peltier descubrió en 1834 que cuando pasa una corriente eléctrica a través de la unión de dos metales existe una liberación o absorción de calor en la unión, dependiendo de la dirección del flujo de corriente. Este es el efecto inverso al de Seebeck. En este caso, el lazo está abierto y se aplica una corriente externa al sistema, tal como lo muestra la figura 2-25.



*Figura 2-25: Efecto Peltier
(Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).*

Debido a las diferentes propiedades de conducción electrotérmica de los metales, una de las uniones se calienta y la otra se enfría. Esto indica que existe una diferencia de potencial en la unión de los metales. Cuando la corriente se hace fluir en sentido contrario a esa fem, se produce un exceso de calor, mientras que si la corriente se hace fluir en el mismo sentido que la fem generada, aparece un efecto de enfriamiento. La práctica ha demostrado que el efecto Peltier producido en cualquier soldadura es proporcional a la cantidad de electricidad que la atraviesa, y que se invierte el sentido del flujo calorífico cuando se invierte también el sentido de la corriente eléctrica. El número de julios de energía calorífica absorbida o liberada en una soldadura de dos metales “A” y “B” por culombio de electricidad transportada a través de ella, se denomina fem Peltier.

$$p_{AB} = \frac{\text{julios (Efecto Peltier)}}{\text{culombios (Q)}} \quad [ec. 2-16]$$

- *Efecto Thomson.*

En 1854, William Thomson (físico inglés conocido como Lord Kelvin) descubre que en un hilo único cuyos extremos se mantienen a distinta temperatura, la densidad de electrones varía de un punto a otro. Cada elemento de hilo de temperatura no uniforme es, por tanto, un origen fem. Cuando se mantiene una corriente en un hilo de temperatura no uniforme, se libera o se absorbe

calor en todos los puntos del hilo, y este efecto Thomson es proporcional a la cantidad de electricidad que atraviesa una parte del hilo y a la diferencia de temperatura entre los extremos de esa parte. Si una parte infinitesimal del hilo “A” tiene una diferencia de temperatura “dT”, el número de julios de energía calorífica absorbidos o liberados de esa longitud de hilo, por culombio de electricidad transportada, se denomina fem Thomson y se conoce como:

$$\sigma_A dt = \frac{\text{julios (Efecto Thomson)}}{\text{culombios (Q)}} \quad [\text{ec. 2-17}]$$

El coeficiente σ_A se denomina a veces: “calor específico eléctrico”

La fem Thomson total en un hilo cuyos extremos se encuentran a las temperaturas T1 y T2 está dada por:

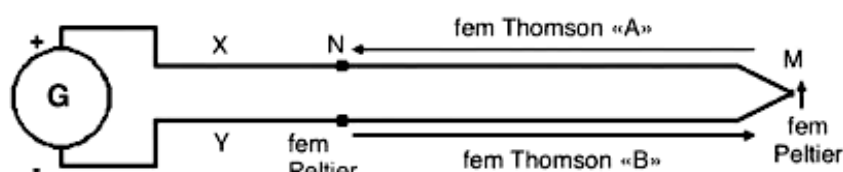
$$f.e.m_{Thomson} = \int_{T_1}^{T_2} \sigma_A dt \quad [\text{ec. 2-18}]$$

Regresando a la figura 2-24, la fem Seebeck ϵ_{AB} es la resultante de dos fuerzas electromotrices Peltier P_{T_1} y P_{T_2} y dos fuerzas Thomson σ_A y σ_B . La relación entre estas fem’s es la ecuación fundamental del par termoeléctrico:

$$\epsilon_{AB} = (p_{AB})_{T_2} - (p_{AB})_{T_1} + \int_{T_1}^{T_2} (\sigma_A - \sigma_B) dt \quad [\text{ec. 2-19}]$$

2. Medida de temperatura con termopar.

Para que la medida de temperatura por medio de un termopar sea aceptable, es esencial que la suma algebraica de las fem’s Peltier y Thompson sea suficiente para mostrar una variación proporcional a la temperatura. La figura 2-26 muestra un sistema de medida, en el que M es la junta caliente, N la junta fría, “A” es el hilo positivo, “B” es el hilo negativo, G el galvanómetro y “X” e “Y” los cables de prolongación o extensión termopar.



*Figura 2-26: Medidor de temperatura con termopar
(Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).*

Con el objeto de evitar errores en lo más mínimo, es necesario que la junta fría (N) se mantenga a temperatura constante, o bien efectuar la compensación automática de la misma. En el punto N, los hilos de prolongación del termopar “X” e “Y” se encuentran en contacto con los “A” y “B” respectivamente del termopar, cerrándose el circuito a través del galvanómetro. En esta situación se producen dos fem’s de signo contrario en el punto N debido al efecto Peltier. Si se produce una fluctuación en la temperatura de este punto estas fem’s variarán, ocasionando un error en la medida de la temperatura del punto M donde se encuentra la unión caliente termopar. Por ejemplo, si la temperatura de la junta fría se eleva, permaneciendo constante la correspondiente a la junta caliente, la fem en los hilos “A” y “B” se verá afectada, produciendo un error en la medida. Sobre la base de lo anterior, la temperatura de la junta fría debe permanecer constante a menos que se disponga de un sistema de compensación que elimine el error.

Como ejemplo, si la junta caliente está a 700 °C, la fría a 0 °C y se produce un calentamiento de la línea hasta alcanzar los 1000 °C. Desde el punto de 1000 °C hasta la junta caliente, existirá una fem Thomson correspondiente a los 300 °C de diferencia. Entre el punto de 1000 °C y la junta fría se producirá una fem Thomson de signo contrario, que corresponde a los 1000 °C de diferencia entre ambos puntos. La fem resultante será la suma algebraica de las dos fem's generada en los hilos, la cual corresponderá a la generada por los 700 °C de la junta caliente. En otras palabras, la fem generada por un termopar se debe solamente a la diferencia de temperatura entre las juntas caliente y fría del sistema, y la temperatura indicada es solamente la correspondiente a la junta caliente.

Desde el punto de vista de construcción, y con objeto de protegerlos, los termopares suelen estar encapsulados en un tubo de material apropiado al entorno donde se va a efectuar la medida, normalmente acero inoxidable. Asimismo, la unión caliente puede estar unida al extremo de la funda de protección o aislada de la misma, para que no exista comunicación a masa o tierra de la planta.

Dependiendo de los materiales utilizados (metales puros o aleación de metales), se han configurado varios tipos de termopares a los cuales se les ha asignado una letra característica, tal como aparece en la tabla 2-7

Tipo de termopar	Material[+/-]	Rango de medición[°C]
J	Hierro/Constantan	-190:760
T	Cobre/Constantan Cobre/ (Cobre-Níquel)	-200:370
K	Cromel/Alumel (Cromo-Níquel)/ (Aluminio-Níquel)	-190:1260
E	Cromel/Constantan	-100:1260
S	(90% Platino+10%Rodio)/Platino	0:1480
R	(87%Platino+13%Rodio)/Platino	0:1480

Tabla 2-7: Tipos de termopares (Fuente:Control avanzado de procesos^[8]).

Cada uno de ellos tiene sus características particulares tales como rango, linealidad, sensibilidad, etc. En cada uno de los tipos se pueden seleccionar diversos grosores de hilo, dependiendo de la aplicación. Si se utilizan grosores pequeños de hilo no se podrán alcanzar los rangos de temperatura que muestra la tabla 2-7. En todos los termopares existen ciertas características que los identifican, entre las que se pueden mencionar como más importantes:

- El material que aparece en primer lugar corresponde al hilo positivo cuando la temperatura medida es superior a la temperatura de referencia.
- El hilo negativo siempre es de color rojo (en los cables de extensión).
- En los termopares tipo “K”, el hilo negativo es ligeramente magnético.
- En los termopares tipo “S”, el hilo negativo es más blando que el positivo.

3. Resistividad.

En cualquier material sólido los átomos o moléculas están fuertemente unidas y atraídas unas a otras, de forma que ningún átomo es capaz de alejarse de su localización particular, o posición de equilibrio. Sin embargo, cada átomo es capaz de vibrar alrededor de su localización particular.

Se puede introducir el concepto de energía térmica considerando la vibración molecular. Un cuerpo sólido se dice que tiene energía cero cuando sus moléculas no están en vibración, es decir, se encuentran en reposo. Si se le añade energía a este sólido, por ejemplo calentándolo, esta energía hace que las moléculas empiecen a vibrar alrededor de su posición de equilibrio, con lo cual se puede decir que el sólido tiene cierta cantidad de energía térmica.

Un metal es un conjunto de átomos en estado sólido en el que estos átomos se encuentran en un cierto equilibrio debido a la vibración inducida por la energía térmica. La principal característica del metal es el hecho de que cada átomo libera un electrón, llamado valencia, que bajo ciertas condiciones impuestas se “mueve libremente” a través del material, formando una conducción eléctrica. Cuando el material posee alguna energía térmica vibran los átomos, los electrones que se encuentran en circulación tienden a colisionar. Este fenómeno impide el libre movimiento de los electrones y absorbe parte de la energía, o lo que es igual, se produce una resistencia al paso de la corriente eléctrica. Como consecuencia, la resistencia es función de la vibración de los átomos y, por tanto, de la temperatura. Cuando la temperatura aumenta los átomos vibran con mayor amplitud, ocasionando mayor cantidad de colisiones y absorbiendo más energía, por lo que se puede decir que la resistencia en los metales aumenta con la temperatura.

La resistencia de un metal simple, a temperatura constante, se puede expresar mediante la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad [\text{ec. 2-20}]$$

Donde:

R: resistencia (Ohmios).

ρ : resistividad (Ohmios \times metro)

L: longitud (metro)

S: Sección (metros²)

Haciendo $L=1$ y $S=1$, se tiene que $R=\rho$. Luego la resistividad o resistencia específica de un material conductor es la resistencia de un hilo cilíndrico que tiene la unidad de longitud y la unidad de sección. Como se ha visto anteriormente, la resistencia de la resistividad de los metales aumenta con la temperatura.

Partiendo de que la resistividad de un metal a T_0 es ρ_0 , si la temperatura aumenta hasta T_f aumentará también su resistividad hasta ρ_f . La aplicación del cálculo demuestra que existe linealidad hasta valores de 150 °C aproximadamente.

$$\rho_f = \rho_0 \times [1 + \alpha (T_f - T_0)] \quad [\text{ec. 2-21}]$$

El valor de α depende del material en particular y se suele conocer con el nombre de: “coeficiente de temperatura” (de ese metal). De la ecuación anterior se deduce que si R_0 es la resistencia a T_0 , la resistencia a T_f será:

$$R_f = R_0 \times [1 + \alpha (T_f - T_0)] \text{ [ec. 2-22]}$$

Esta fórmula es válida solamente cuando se trata de temperaturas hasta 100 o 150 °C. Con temperaturas más altas conviene utilizar ecuaciones con varias potencias, aunque realmente suele ser suficiente utilizar la ecuación cuadrática siguiente:

$$R_f = R_0 \times [1 + \alpha (T_f - T_0) + \beta (T_f - T_0)^2] \text{ [ec. 2-23]}$$

4. Medida de temperatura con termorresistencia.

Si se construye una bobina de un hilo metálico y se mide su resistencia a una temperatura conocida, se puede utilizar la medida de la resistencia a otra temperatura para conocer esta temperatura. Este elemento se conoce con el nombre de: “termómetro de resistencia”, o “termorresistencia”. El primero de ellos fue propuesto por el ingeniero alemán Williams Siemens en 1871, utilizando un hilo de Platino enrollado sobre un tubo cerámico y protegido por un tubo de hierro.

Si se mide la resistencia de una bobina de Platino sumergida en hielo fundente y después en agua en ebullición en condiciones normales de presión y temperatura, los valores obtenidos y designados como R_0 y R_{100} se pueden representar sobre un diagrama resistencia – temperatura. La línea recta que atraviesa estos dos puntos se representa por la ecuación:

$$R_f = R_0 \times (1 + \alpha_0 \times T) \text{ [ec. 2-24]}$$

La ecuación 2-24 representa la relación entre R y T. La constante α_0 se denomina coeficiente de temperatura cero de la resistencia y está definida por la ecuación:

$$\alpha_0 = \frac{R_{100} - R_0}{100 \times R_0} \text{ [ec. 2-25]}$$

Para el platino puro, este coeficiente tiene un valor de 0.00358 según las tablas de resistencia que están diseñadas de acuerdo a las normas DIN. Las medidas de temperatura que se pueden obtener partiendo de este coeficiente no son correctas, porque en realidad no existe una relación lineal entre R y T. Para termorresistencias de Platino, la relación real se puede obtener por medio de la ecuación:

$$R_f = R_0 * (1 + \alpha \times T + \beta \times T^2) \text{ [ec. 2-26]}$$

Donde:

$$R_0 = 100.$$

$$\alpha = 0.00391$$

$$\beta = 0.0000006$$

La ecuación 2-26 da como resultado que para 0 °C la resistencia $R_t=100 \Omega$, mientras que para 100 °C la resistencia $R_t=138.5 \Omega$. Del valor a 0 °C se deriva el nombre “PT 100 DIN” con el que se suelen conocer las termorresistencias, puesto que para 0 °C su resistencia es de 100 Ohmios. A veces se utilizan resistencias de Níquel, en cuyo caso los coeficientes son diferentes. La curva de este material tiene mayor pendiente que la de Platino.

Como una termorresistencia no mide temperatura directamente, se requiere de un circuito de medida para inferir la temperatura partiendo de la resistencia. Para ello se aplican diversas configuraciones del puente Wheatstone, en los que es necesario compensar la resistencia de los cables que forman la línea desde la termorresistencia al sistema de medida. La figura 2-27 muestra una configuración del puente Wheatstone en el que se duplican los cables de línea.

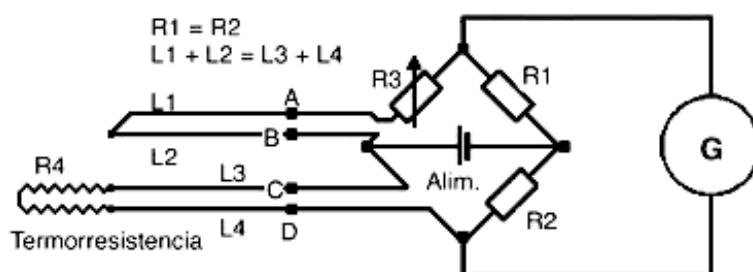


Figura 2-27: Medidor de temperatura con termorresistencia (Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).

Un par de hilos (L_3 , L_4) se conectan a la termorresistencia, y otro par de hilos (L_1 , L_2) con la misma longitud de los anteriores, se intercalan en el brazo opuesto del puente, de forma que las resistencias sean iguales y queden compensadas en el circuito de medida. En este sistema, o cualquier otro compuesto por cuatro conductores de línea, se puede utilizar para medir diferencia de temperaturas colocando otra termorresistencia en el extremo de las líneas de compensación del puente (L_1 , L_2).

5. Transmisión de la información.

Tanto si ha sido seleccionado un termopar o una termorresistencia como sensor para medir la temperatura, existen dos maneras de llevar esa información al instrumento de medida. La primera de ellas es cablear directamente el sensor, con los cables de extensión adecuados, al instrumento de medida. La segunda es llevar la salida del sensor a un transmisor situado en las proximidades del punto donde se detecta la temperatura y, una vez amplificada la señal, enviarla por medio de una línea de transmisión de 4 a 20 mA hasta el instrumento de medida. Ambas opciones se representan en la figura 2-28.

El cableado directo del termopar tiene cierto atractivo en cuanto a simplicidad, sin embargo esta opción tiene al menos tres posibles puntos de fallos: exactitud, estabilidad y coste. Cuando se transmite la señal generada por el termopar es inevitable que los cables actúen como una gran antena sujeta a interferencias eléctricas o electromagnéticas. Dado que la señal de salida de un termopar es muy pequeña, la exactitud y estabilidad pueden verse afectadas por el ruido pues es de recordar que un milivoltio corresponde a 20°C aproximadamente.

La interferencia puede ser producida por fuentes tales como alimentación a un motor, radioteléfonos, etc., con la particularidad de que el ruido puede ser intermitente. Este problema se soluciona utilizando cables apantallados que conlleva al incremento en el coste de instalación.

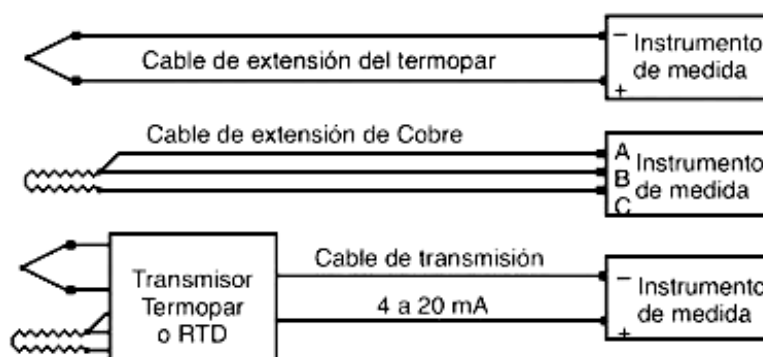


Figura 2-28: Transmisión de temperatura (Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).

Las termorresistencias no requieren un cable especial, pero cada sensor necesita tres o cuatro hilos. También están sujetas a interferencias, aunque no tanto como los termopares. Acá también se recomienda utilizar cables apantallados, que también implica el incremento de coste.

Como alternativa al cable directo del sensor se encuentran los transmisores de temperatura, tal como se representa en la figura 2-28. Aunque todo el conjunto se denomine comúnmente transmisor, realmente se debe distinguir entre el sensor y el transmisor. Si por ejemplo el rango configurado en el transmisor es de 10°C a 110°C, quiere decir que el transmisor envía 4 mA cuando la temperatura medida es de 10°C y cuando el transmisor esté enviando 20 mA será porque esté midiendo 110°C. Con esta misma configuración cuando la temperatura sea de 60°C, la corriente sería de 12 mA.

Característica	RTD de platino	Termopar
Rango normal de trabajo	-100 a 600 [°C]	-200 a 1500 [°C]
Exactitud típica	± 0.1 a 0 [°C] hasta ± 1.3 a 600 [°C]	± 2.2 a 0 [°C] hasta ± 10 a 1200[°C]
Desviación típica (Deriva)	< ± 0.1°C / año	< ± 5°C / año
Linealidad	Excelente	Buena
Ventajas	Mejor exactitud y estabilidad	Mayor rango de medida
Desventajas	Menos robustos que los termopares. Errores por autocalentamiento	Mayor deriva. Requiere compensación de la unión fría

Tabla 2-8: Comparación entre sensor RTD y Termopar (Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).

Estos transmisores se instalan muy próximos al sensor, incluso en la propia caja de conexiones que se coloca sobre el propio riel, enviando la señal amplificada a varios cientos de metros sin degradar. Para ello se utilizan cables de cobre que pueden ser centralizados en las mismas cajas de conexión que otros transmisores, por ejemplo de caudal, o bien salidas a válvulas automáticas. Como resumen, se muestra en la tabla 2-8 una comparación de los valores típicos de una serie de características. Los valores que aparecen no corresponden a los límites alcanzables sino más bien al comportamiento que se espera de los sensores comerciales en los que no se requieren calibraciones especiales o fabricantes específicas.

2.2.7.5 Analizador de gases

Existen diferentes métodos de control de la calidad de la combustión. Estos se diferencian en el tipo de accionamiento de los elementos reguladores de la entrada de aire y de combustible y en la forma de captura de la información sobre la composición de la mezcla. Uno de los métodos más empleados es el de corrección de medida. La corrección se realiza al parámetro de medición elegido (O_2 , CO_2 , CO).

Las calderas normalmente son instrumentadas para controlar el valor de parámetros como la temperatura y la presión, también puede controlarse la calidad de los gases de combustión. Con este fin, es utilizada una sonda lambda (Sonda- λ) para medir la concentración de oxígeno en los gases de escape antes de que sufran alguna alteración. Se toma como referencia el coeficiente de aire (lambda) con valor 1 cuando la relación aire/combustible es estequiométrica o ideal. Si el valor de lambda es mayor que 1, se entiende que la mezcla es rica en oxígeno y si es menor que 1 se entiende que la mezcla es pobre en oxígeno. La medida del oxígeno representa el grado de riqueza de la mezcla, magnitud que la sonda transforma en un valor de tensión y que comunica a la unidad de control. Recordando dos ecuaciones para determinar el exceso de aire en el capítulo 1 se tiene que:

$$\lambda \approx CO_2^{m\acute{a}x} / CO_2 \text{ [ec. 2-27]} \quad Ex \approx O_2 / (21 - O_2) \text{ [ec. 2-28]}$$

La sonda lambda es uno de los sensores más elaborados pues no se trata de un simple potenciómetro o una resistencia NTC. En este caso, se tiene una cámara de aire que es la referencia que toma el sensor para sacar la señal de salida. Ese aire de referencia y los gases de combustión están separados por una pared cerámica con un recubrimiento de platino. Hay dos tipos de sondas lambda que se diferencian por los distintos elementos cerámicos que usan para detectar la composición del gas de escape.

1. Sensores de zirconio.

El exterior del elemento de zirconio está en contacto con el gas de escape y el interior, en contacto con el aire (figura 2-29). Ambas superficies del elemento están revestidas con una fina capa de platino. Los iones de oxígeno pueden pasar a través del elemento y depositar una carga en la capa de platino. Estas capas de platino son los electrodos, que transmiten la señal del sensor desde el elemento hasta el cable de carga. El elemento de zirconio conduce los iones de oxígeno cuando la temperatura excede aproximadamente de $300^\circ C$. Debido a las propiedades especiales de dicho elemento, cuando la concentración de oxígeno a uno y otro lado del mismo es diferente, se genera una tensión. Si la mezcla de aire-combustible es excesivamente pobre, la tensión generada es baja, y si es excesivamente rica, la tensión que se genera es alta.

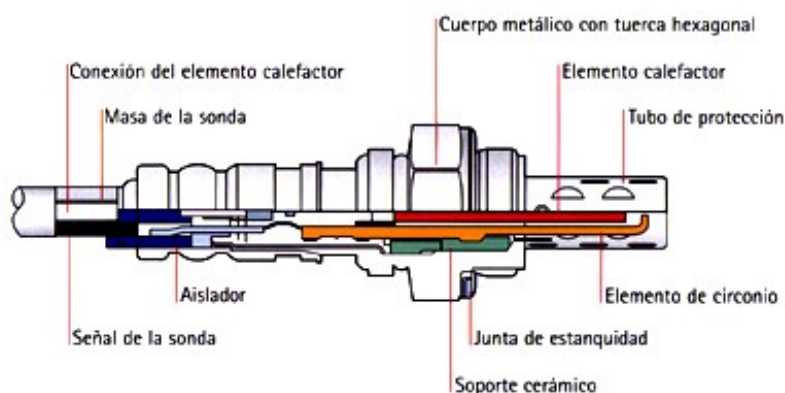


Figura 2-29: Sonda lambda de zirconio (Fuente: <http://www.iresaing.com/Tecnologia/>).

2. Sensores de titanio.

El elemento de titanio de estos sensores (figura 2-30) no genera tensión alguna, a diferencia de lo que ocurre con el elemento de zirconio. En su lugar, cambia la resistencia eléctrica del elemento de titanio según la concentración de oxígeno por ejemplo, para un valor de 1.0 lambda, corresponde a un cambio grande en el valor resistivo del elemento. Así, cuando se aplica una tensión al elemento, el valor de la tensión de salida varía en función de la concentración de oxígeno.

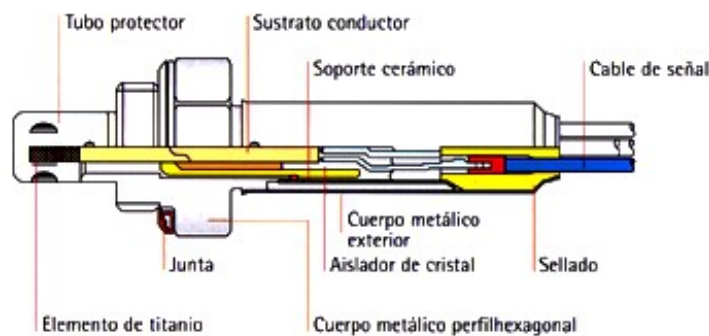


Figura 2-30: Sonda lambda de titanio (Fuente: <http://www.iresaing.com/Tecnologia/>).

Los sensores de titanio y de zirconio no son intercambiables entre sí debido a la diferencia de tamaño y a las distintas estrategias de control que emplean uno y otro para interpretar la señal del sensor. En el caso que se elija el %O₂ como parámetro de medición a corregir y se use una sonda lambda de zirconio, es necesario otro analizador de gases donde su salida esta ajustada a una señal eléctrica de modo que el método de calibración sea comparativo.

Para el análisis de gases existen variables que son medidas de forma indirecta y otras de forma calculada, para el caso del porcentaje de O₂ que es una variable obtenida a través de una señal de tensión. Por ejemplo, un sensor de zirconio emite un valor de -34mV a una concentración de 20% de oxígeno y 100 mV para una concentración de 2%, al ser señales de voltaje tan pequeños, sería necesario acondicionar la señal de ganancia de -34 a 100mV al valor estándar de transmisión de 4 a 20mA. Una vez obtenido el porcentaje de oxígeno medido se puede calcular variables como el porcentaje de CO₂ de acuerdo a la concentración de dióxido de carbono se puede obtener por la expresión:

$$CO_2 = \frac{CO_{2\text{ máx}} \times (21 - O_2)}{21} \quad [ec. 2-29]$$

Donde:

CO_{2 máx}: Valor máximo de CO₂.

O₂: Porcentaje de oxígeno medido.

La constante 21 representa el contenido de oxígeno del aire teórico y los valores máximos de CO₂ dependen mucho del tipo de combustible a utilizar (si se utiliza bagazo, entonces este valor debe ser sometido a pruebas para estimar su valor). La obtención de estos valores debe ser constantemente monitoreada sin importar si el control del aire de combustión es la lazo cerrado o lazo abierto. Los resultados obtenidos deben asegurar que la emisión de gases contaminantes debe estar dentro de los

parámetros establecidos por las normas ambientales vigentes logrando así, que la calidad requerida de los gases de combustión y la reducción del consumo de combustible en una caldera sea aceptable.

2.2.7.6 Válvula de control automático

Hasta el momento, solo se ha hecho una descripción de como esta constituido un elemento de variable de proceso acoplado al controlador mediante el lazo de corriente de 4-20mA. Si se tratase del lado controlador al el elemento final de control que por lo general es una válvula de control con accionamiento neumático, se requiere de un convertidor o transductor para cambiar la señal eléctrica proporcional a una señal neumática proporcional. Generalmente, el convertidor viene como parte de la válvula, en otros casos, el convertidor es una parte separada montada cerca de la válvula; siendo así, el convertidor se monta en un lugar donde pueda ser reparado fácilmente y la válvula se monta generalmente en la tubería.

Si la válvula de control es de accionamiento neumático como el mostrado en la figura 2-4 (pudiendo ser activada por servomotor también), se necesita también de un actuador neumático para poder funcionar. En ese sentido, el propósito del convertidor de corriente a presión (I/P) es convertir la salida analógica de un sistema de control en un valor preciso, repetible de presión para controlar el actuador neumático de la válvula. Ahora bien, cualquier válvula con actuador necesita además de un posicionador para ayudar a mantener la dirección de movimiento a la apertura de la válvula. Hay una variedad de razones para usar un posicionador de válvula, incluyendo el aumento de la velocidad de los cambios en un proceso, minimizando la fricción y el aumento del venteo.

Un posicionador es un accesorio montado sobre la válvula, operada neumáticamente, que conduce las partes móviles a la posición precisa requerida por la señal de control. Desde el punto de vista de control, un posicionador es un controlador de posición. Cuando se coloca en una válvula de control, el posicionador se comporta como el secundario de un lazo de control en cascada, cuyo primario es el controlador de la variable correspondiente, por ejemplo, caudal, temperatura, etc. Como cualquier sistema de control en cascada, éste será estable si la constante de tiempo del secundario es inferior a la del primario, por lo que en ciertos lazos rápidos (caudal, presión de líquido, etc.) el posicionador influye en el buen comportamiento del lazo de control. Las razones más importantes para el uso del posicionador son:

- Proteger el proceso controlado de las desviaciones ocasionadas por alteraciones en el comportamiento de la válvula debidas a perdidas de flexibilidad, suciedad o cualquier otra causa que ocasione histéresis.
- Aumentar la velocidad de respuesta del actuador, aumentando la presión de suministro o el volumen de aire.
- En algunas válvulas, los posicionadores pueden modificar las características de la válvula por medio de levas mecánicas o generadores de función.

El funcionamiento de una válvula de control (figura 2-31) implica el posicionamiento de su parte móvil (el obturador, boleta o aleta) con respecto al asiento fijo de la válvula. El propósito del actuador de la válvula es la de localizar con precisión el obturador de la válvula en una posición indicada por la señal de control.

Por ejemplo, a medida que la señal de control se incrementa, un valor dentro del posicionador admite mas suministro de aire al actuador. Como resultado, la válvula de control se mueve hacia abajo. La articulación de realimentación transmite información de la posición de la válvula de

nuevo al posicionador. Esto forma un lazo de realimentación interna para el actuador. Cuando la válvula alcanza la posición que corresponde a la señal de control, la articulación detiene el suministro de aire al actuador haciendo que el actuador se detenga.

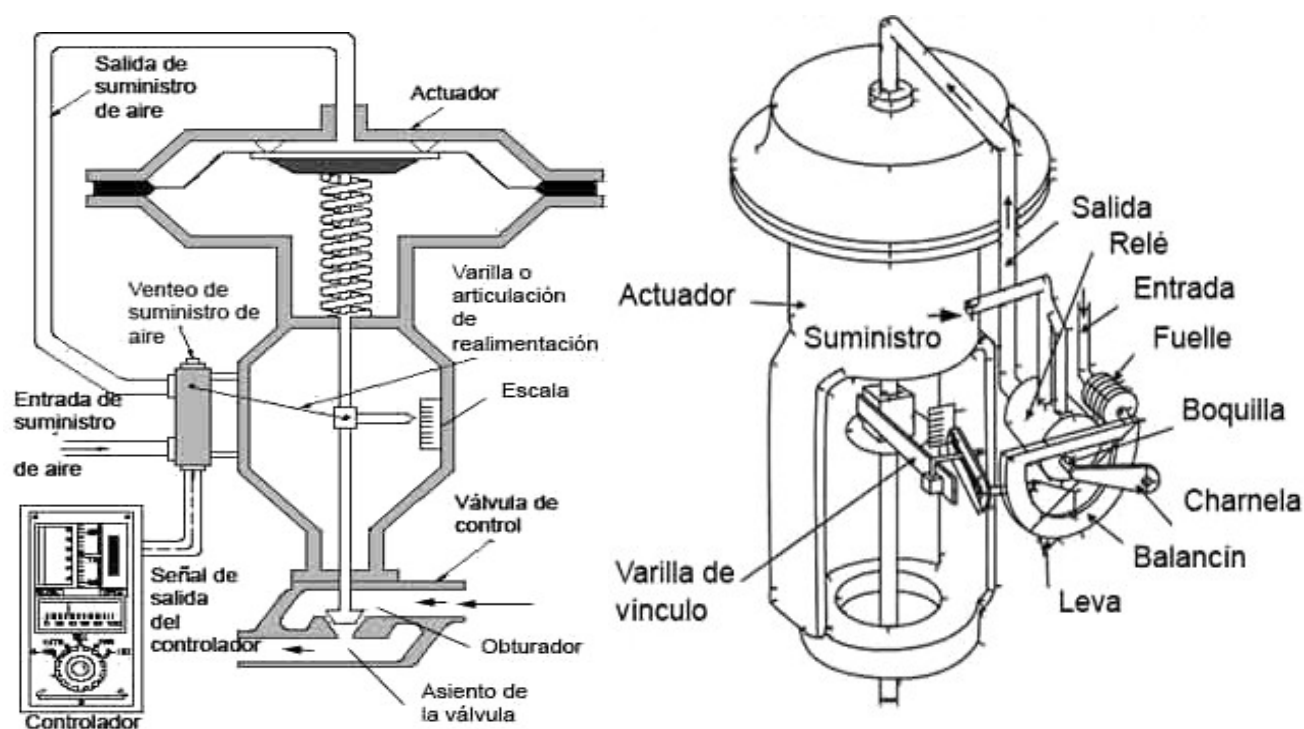


Figura 2-31: Actuador neumático con controlador y posicionador (Fuente: www.sapiensman.com)

Por otro lado, si la señal de control disminuye, otra válvula dentro del posicionador se abre y permite que la presión del suministro de aire disminuya venteando dicho suministro. Esto hace que la válvula se mueva hacia arriba y se abra. Cuando la válvula se ha abierto hasta la posición correcta, el posicionador detiene venteo de aire por lo que el actuador deja de estar en movimiento.

La señal de salida del controlador es la que proviene del transductor “corriente a presión” (I/P) o sea, convierte la señal analógica (4-20mA) a una salida neumática proporcional lineal de 3 a 15 psi. Esta salida es utilizada por el posicionador de válvula para aumentar o disminuir la presión de aire para hacer funcionar el actuador de la válvula de control. Los posicionadores generalmente se montan sobre el actuador de la válvula de control y se conectan mecánicamente al vástago de la válvula para la indicación de la posición.

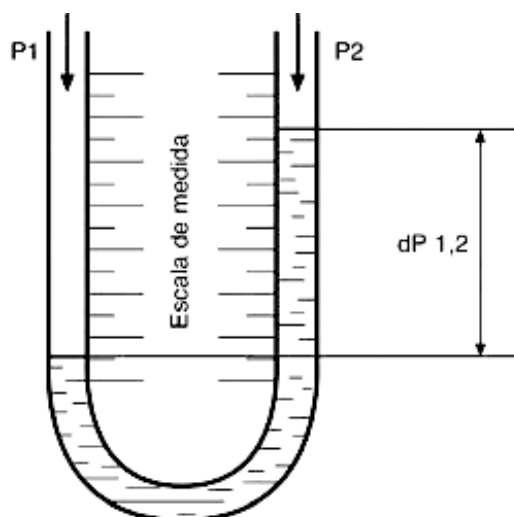
Un posicionador es un tipo de relé de aire, que actúa para superar la histéresis, la fricción de la caja de empaquetadura, y los efectos de la caída de presión a través de la válvula. El mismo asegura el posicionamiento exacto del vástago de la válvula y proporciona un control más preciso. Hay muchos tipos de posicionadores y los principios básicos de operación son similares para todos los tipos.

2.2.7.7 Columna de líquido

Es un instrumento para medir la presión directamente, a cualquier elemento que mide directamente la presión se conoce con el nombre genérico de manómetro. El principio de medida de un manómetro de columna de líquido se basa en el hecho de aplicar directamente la ecuación:

$$dP = dh \times \rho \times g \text{ [ec. 2-30]}$$

Donde la presión medida “P” se compara con el peso de una columna de líquido “h”. La altura de líquido en la columna se puede visualizar en una escala marcada a la propia columna, como lo muestra la figura 2-32.



*Figura 2-32: Columna de líquido
(Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).*

La selección del líquido depende de la magnitud de la medida a realizar, siendo los más habituales agua y mercurio. Si se considera una columna con 1 metro de altura, las diferentes densidades del agua ($\rho \approx 1 \text{ g/cm}^3$) y mercurio ($\rho \approx 13.6 \text{ g/cm}^3$) dan una medida de presión de:

Agua = 98.1 mBar

Mercurio = 1334.2 mBar

Otras equivalencias entre unidades de presión utilizadas comúnmente son:

$1 \text{ Kg/m}^2 = 1 \text{ mmCA}$ (mm Columna de Agua)

$1 \text{ mmCA} = 0.0981 \text{ mBar}$

$1 \text{ Atm} = 1.013 \text{ Bar} = 760 \text{ mmHg}$ (mm de mercurio)

Estos valores muestran que la columna de líquido es útil para la medida de bajas presiones o presiones diferenciales, así como para la calibración de otros instrumentos basados en la medida de presión o presión diferencial. Dependiendo de los requerimientos específicos, las columnas de líquido pueden tener diversas formas constructivas, como tubo inclinado, tubo en “U” con un solo líquido, tubo en “U” con varios líquidos superpuestos, etc., aunque en realidad el más utilizado es la de tubo en “U” con un solo líquido. El principio de medida está basado en la ecuación:

$$dP = P1 - P2 = dh \cdot \rho \cdot g \text{ [ec. 2-31]}$$

Aunque parezca un instrumento demasiado sencillo, resulta muy útil para medir las caídas de presión en diferentes zonas de la caldera; tal como se mostró en la figura 2-12 las variaciones de caída de presión (o lo que se traduce como pérdidas de carga) en diferentes zonas, ahora en la figura 2-33 se muestra la disposición de los puntos de medición mediante tubos “U” con agua como líquido de selección, como ejemplo, para la zona “D” que se encuentra en equilibrio en el “stack” (o pila) coinciden ambas figuras en estar a un valor de cero, es decir que la zona esta a la presión de

referencia para una caldera a presión con 0 in. H₂O. Por otro lado, para las zonas con “(-)” y “(+)” equivalen a succión y aumento de la presión de referencia respectivamente, la zona “A” indica +0.03 in. H₂O, la zona “B” con +0.53 in. H₂O y la zona “C” con -0.33 in. H₂O.

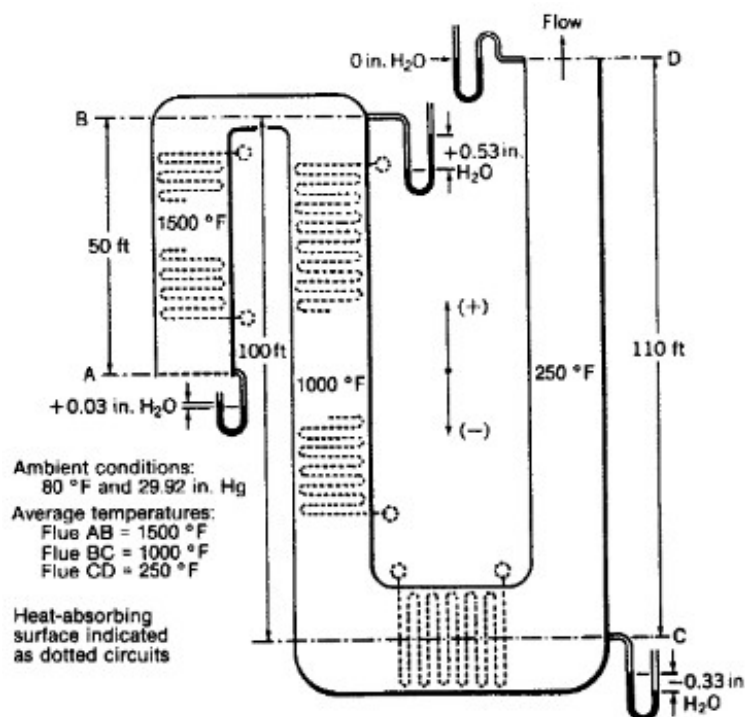


Figura 2-33: Columnas de agua en varias zonas de la caldera (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

2.2.7.8 Ventiladores y Dampers

Los ventiladores usados en calderas se aplican para los siguientes propósitos:

- Alimentación de bagazo a los esparcidores neumáticos del hogar.
- Transporte de aire primario y secundario en ventiladores de aire forzado (VTF).
- Transporte de gases en ventiladores de tiro inducido (VTI).
- Provisión de aire a quemadores.

Los ventiladores usados en calderas son del tipo centrífugo; en los cuales el flujo de aire cambia su dirección, en un ángulo de 90°, entre la entrada y salida. Estos cuentan con tres tipos básicos de rodets: álabes curvados hacia adelante (forward), álabes radiales (radial) y álabes curvados hacia atrás, planos o de perfil aerodinámico (backward). Cada tipo de rodete tiene comportamientos que son típicos y a partir de los cuales se define su utilización en uno u otro servicio y en general su comportamiento se muestra a través de curvas características de operación.

Las características de estos ventiladores son las siguientes:

Rotor de palas inclinadas hacia atrás: Es de alto rendimiento (78-90%) con autolimitador de potencia. Giran a velocidades altas y tienen tres diseños (álabes rectos, curvos y de perfil aerodinámico). Las velocidades altas generan problemas de erosión cuando hay partículas sólidas. El diseño de álabes de perfil aerodinámico (airfoils) es el de mayor rendimiento dentro de los ventiladores centrífugos (84-91%) y con bajos niveles de ruido y son como desventaja más caros.

Rotor de palas radiales: Es típicamente usado en aplicaciones con caudales medios a bajos y a alta presión. Sus álabes pueden ser rectos o curvos. Es capaz de manejar partículas sólidas. Tiene un rendimiento total del 75% y el de álabes curvos supera este valor.

Cualquier caldera que tenga tanto un ventilador de tiro inducido como un ventilador de tiro forzado requiere que estos ventiladores estén enclavados. Para evitar presurizar el horno al arrancar el ventilador de tiro forzado, debe haber un recorrido de flujo de tiro inducido. Esto requiere que el ventilador de tiro inducido se ponga en marcha antes de poner en marcha el ventilador de tiro forzado. Además, para evitar la posibilidad de sobrecargar los motores al arrancar los ventiladores, éstos deben arrancar con las compuertas (dampers) de regulación de caudal cerradas. Estas compuertas se pueden soltar para controlar después de que los ventiladores hayan arrancado. La figura 2-34 muestra un diagrama ISA con una lógica de enclavamiento (interlocks) con compuertas “AND-OR”. La lógica da inicio a la acción de disparo de ambos ventiladores y del combustible principal, de lo contrario tanto el ventilador de tiro forzado como el de tiro inducido no estarán funcionando. En estos circuitos, la conexión “normalmente abiertos” de todos los contactos con bobinas de relés desexcitadas representados por compuertas “AND”. Si los interruptores de la lógica fueran con interruptores de presión, la condición “normal” de su contacto de salida sería con “sin presión” y disponible para el interruptor. Cuando la implementación se realiza mediante relés, se debe tener en cuenta que puede haber un período de tiempo muy corto de un circuito abierto total después de que la bobina del relé se energice para poner los contactos “normalmente cerrados”. Si esto crea un problema en una aplicación en particular, los relés con temporizadores deben ser implementados. Todos estos accesorios muestran la complejidad en el funcionamiento de los ventiladores, las señales que habilitan el enclavamiento corresponden a controles propios del ventilador y no del control de la demanda de tiro, aún así estas señales tipo booleanas deben ser monitoreadas en todo momento y son muy útiles cuando sucede un fallo de operación.

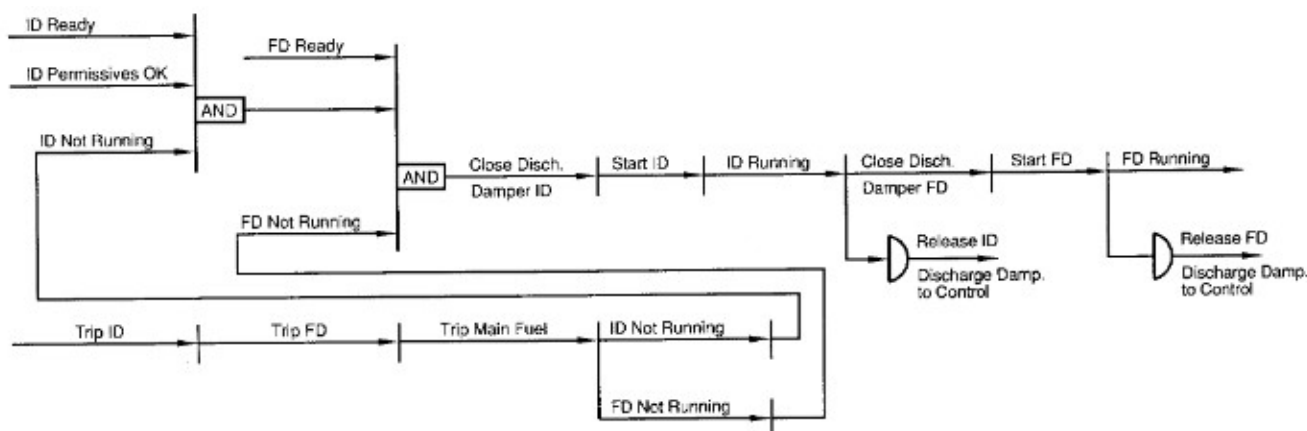


Figura 2-34: Secuencia de enclavamiento (Fuente: *The controls of boilers*^[10]).

Dampers o compuertas tipo persianas, es el dispositivo más común para controlar las corrientes de aire que se generan por el ventilador, estos actúan como dispositivos de corte y/o regulación de flujo se usa también tanto en la aspiración como en la impulsión, pueden ser accionados por diversos medios (neumático, hidráulico, etc.). Los dampers se pueden construir de simple o doble pared. Éstas adoptan numerosas formas, que van desde un amortiguador de una sola lámina que puede girarse para proporcionar una resistencia de flujo variable hasta una compleja aleta o rejilla de control de varias láminas. La característica de flujo real es más o menos lineal, dependiendo de la relación entre la caída de presión a través de la compuerta y la caída de presión total del sistema, la característica de flujo vs. apertura es más lineal

Para el control de flujo de aire o de tiro es muy deseable tener características lineales de gas de combustión o de flujo de aire en comparación con la señal de control. Un método para utilizar un actuador de compuerta lineal mientras se altera eficazmente la característica básica de flujo de la compuerta se denomina angularidad del varillaje. Este término se aplica a la modificación de los ángulos y longitudes de los elevadores entre el amortiguador y su actuador, es decir que se alteran las longitudes de los brazos de accionamiento y cambiar sus ángulos relativos.

Los actuadores para amortiguadores se denominan comúnmente accionamientos de control y pueden ser neumáticos o eléctricos, según se desee. No es necesario que se adapten al medio de funcionamiento o al tipo de señal del sistema de control (figura 2-35). Si el sistema de control es neumático, la señal se conecta directamente al posicionador del pistón. Si la señal de control es una señal analógica eléctrica como 4 a 20 mA, se utiliza un convertidor I/P (corriente a neumático) para convertir la señal de corriente en una señal neumática proporcional. Para una señal analógica eléctrica, el posicionador de pistón puede cambiarse a uno que reciba la señal analógica eléctrica directamente. Del mismo modo, las señales de pulso digitales eléctricas pueden utilizarse para controlar un accionamiento de control neumático. Un método es el uso de un cargador neumático accionado por motor para convertir la señal digital en una señal neumática estándar, con la señal neumática conectada directamente a un accionamiento de control neumático estándar. Otro método es el uso de un posicionador digital que convertirá los pulsos digitales en un movimiento correspondiente del pistón. El valor de par de torsión de un operador de pistón neumático se basa generalmente en un diferencial de presión del pistón de aproximadamente 20 psi menos que la presión de suministro de aire total.

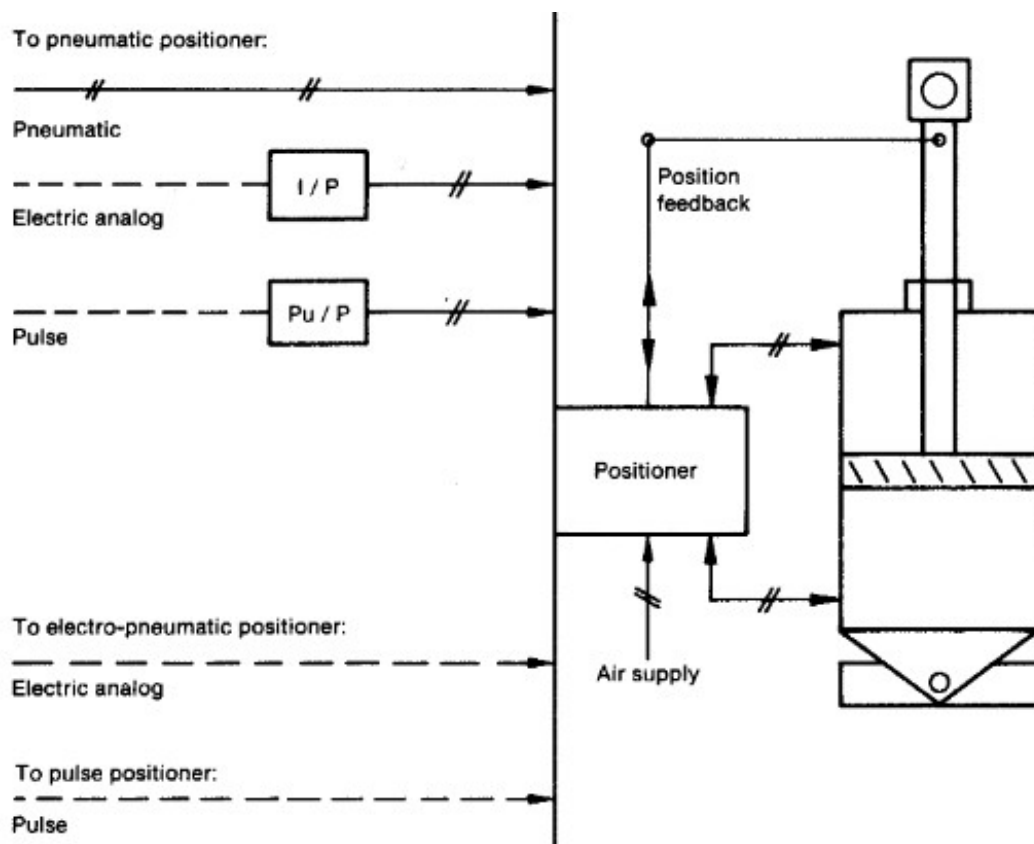


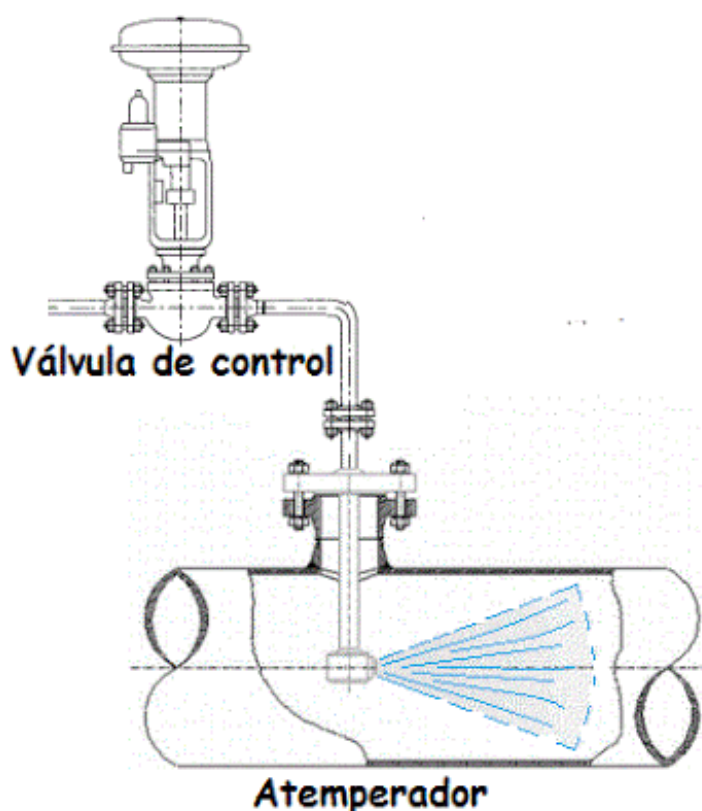
Figura 2-35: Pistón actuador para damper (Fuente: The controls of boilers^[10]).

2.2.7.9 Atemperador

Es el elemento final para mantener la temperatura del vapor dentro del intervalo especificado mediante el enfriamiento del mismo. Anteriormente se habían descrito dos tipos de atemperador: los de superficie y los de mezcla. Los atemperadores de mezcla son los más usados y pueden ir colocados a la salida del sobrecalentador cuando las temperaturas son generalmente bajas (menores a 425°C). En esta disposición, es importante tener en cuenta la ubicación del sensor de temperatura, una suficiente longitud recta aguas abajo del aparato a los efectos de asegurar la completa vaporización del agua.

Los atemperadores más difundidos son los de atomización spray y los del tipo Venturi tal como se indican en las figuras siguientes. En la selección del atemperador es importante conocer su comportamiento y exactitud de control frente a las variaciones de carga de la caldera (turndown) y la caída de presión en el mismo. Si la carga se mantiene más o menos constante, el turndown no será relevante.

Normalmente cuando se diseña una atemperación se habla de dos equipos, el atemperador y la válvula de control (figura 2-36). El caudal del fluido de atemperación es controlado normalmente por una válvula de control (modulante).



*Figura 2-36: Atemperador + válvula de control.
(Fuente: <https://instrumentacionhoy.blogspot.com>)*

Como es obvio los materiales constructivos de los atemperadores serán seleccionados en función de las presiones y temperaturas en juego como de los mecanismos de desgaste y fatiga que pueden estar presentes. La tabla 2-9 muestra los materiales más comunes usados en su construcción.

Las principales características operativas y el costo relativo se muestran en la tabla 2-10, la temperatura de salida corresponde al hecho de aumentar entre 6 a 12°C demás el vapor sobrecalentado, de no ser así, existe probabilidad que se de condensado en el vapor y es algo que debe ser evitado en cualquier sentido.

En el diseño de los atemperadores existen una serie de recomendaciones tendientes a obtener el mejor rendimiento de los mismos. Según los fabricantes estas son:

- La distancia mínima entre el sensor de temperatura y el punto de inyección de agua debe estar entre 10 y 12 m.
- La presión de inyección del agua debería ser 7 bar por encima de la presión de vapor.
- La calidad del agua debe ser la mejor disponible, preferentemente condensado del vapor proveniente del calderín.
- Es recomendable instalar un filtro de 0.8 mm tipo mecha antes de la válvula de control de agua de inyección.

Temperatura de diseño	Material externo	Material interno
Hasta 427 °C	Acero al carbono	Acero inoxidable
428 a 510 °C	1 ¼ Cr ó ½ Mo	1 ¼ Cr ó ½ Mo
511 a 649 °C	2 ¼ Cr ó 1 Mo	2 ¼ Cr ó 1 Mo

Tabla 2-9: Materiales para atemperadores (Fuente: Calderas a bagazo^[18]).

Tipo de atemperador	Carga (Turndown)	Caída de presión	Temp. Salida	Costo relativo
Atomizado mecánico	2:1 a 5:1	baja	12	bajo
Venturi simple	2:1	despreciable	12	bajo
Venturi doble	2:1	moderada	6	moderado
Atomización por vapor	10:1	despreciable	6	moderado
Toberas múltiples	50:1	alta	6	moderado a alto
Orificios variables	50:1	baja	6	alto
Válvula regulación vapor	100:1	Auto regulada	6	muy alto
Superficie absorción	Sin límites	alta	saturación	alto

Tabla 2-10: Costo relativo y características de cada atemperador (Fuente: Calderas a bagazo^[18]).

2.3 Implementación en PLC

Es correcto afirmar que los controladores más utilizados en el control de los diferentes subprocesos y variables de los generadores de vapor de bagazo son los PI o PID (análogos o discretos), debido a su gran flexibilidad, simplicidad de sus algoritmos y sencillo ajuste de sus parámetros, así como a sus propiedades generales de robustez.

Entre los equipos de control con mayor aplicación en la automatización de los generadores de vapor de bagazo se encuentran los Autómatas Programables (PLC) debido a sus diversas ventajas. Estos dispositivos se caracterizan por su elevada fiabilidad y robustez, así como por posibilitar la combinación en la ejecución de algoritmos de control lógico-secuenciales con algoritmos de control clásicos y avanzados. Además , los PLC se encuentran preparados para trabajar de forma efectiva en

2.3.1.1 Autómata programable PLC

La aplicación de miniordenadores no fue una solución económicamente rentable para muchos problemas de control, sobre todo si se utilizaban para realizar secuencias lógicas que tradicionalmente se implementaban con sistemas de relés. En los años setenta, General Motors realizó la especificación para el diseño de un nuevo controlador programable que redujera los costes de instrumentación y eliminase una serie de problemas relacionados con los relés.

El nuevo controlador especificado debía estar basado en tecnología de ordenador, ser programable y reprogramable, así como fácil de mantener y reparar. Además debía ser robusto, seguro en su funcionamiento y más pequeño y barato que los sistemas equivalente de relés. Esta especificación se refería solamente a problemas de control secuencial utilizado en procesos discontinuos. En base a las razones expuestas en la especificación, el controlador se denominó Programmable Logic Controller (PLC). El primer PLC apareció al final de los años sesenta con unas prestaciones limitadas, puesto que sólo se trataba de sustituir a los sistemas de relés.

Aunque resulte curioso, fue R.E Moreley considerado por muchos como el padre del autómata programable, trabajando independientemente de las especificaciones de General Motors, desarrolló un equipo que respondía a las necesidades de dicha multinacional. Hacia la primera mitad de los años setenta los automatismos programables incorporan la tecnología de los microcontroladores, aumentando de este modo sus prestaciones:

- Realización de operaciones matemáticas.
- Comunicación con los ordenadores.
- Incremento de la capacidad de memoria.
- Mejoras en los lenguajes de programación.
- Posibilidad de entradas y salidas analógicas.
- Posibilidad de utilizar redes de comunicaciones.

La década de los años 80 se caracteriza por la incorporación de los microprocesadores, consiguiendo:

- Alta velocidad de respuesta.
- Reducción de las dimensiones.
- Mayor seguridad de funcionamiento
- Gran capacidad de almacenamiento de datos.
- Lenguajes de programación más potentes: contactos, bloques funcionales, Graficas de Control de Etapa de Transición (GRAFCET).

En la actualidad existen autómatas que permiten la automatización a todos los niveles, desde pequeños sistemas mediante autómatas compactos, hasta sistemas sumamente complejos mediante la utilización de grandes redes de autómatas.

En general, se denomina PLC, o autómata programable, a toda máquina electrónica, basada en microprocesador, diseñada para controlar en tiempo real y en entorno industrial procesos secuenciales. Su manejo y programación puede ser realizado por electricista o electrónico sin demasiados conocimientos informáticos. Es capaz de realizar funciones lógicas (Y, O, NOT, implementados como conexiones de llaves series o paralelo), temporizaciones, conteos y otras más

potentes como cálculos, algoritmos de control, etc. El autómatas es una máquina industrial susceptible de ser programada (autómata programable industrial, API) al estar basada en un sistema de microprocesador dotado de un hardware estándar independiente del proceso a controlar. Se adapta a tal proceso mediante un programa de usuario específico (software), escrito en algún lenguaje de programación y que contiene la secuencia de operaciones a realizar.

El programa, realizado y depurado en una unidad de programación propia o ajena al autómatas, se incorpora a la memoria de programa del mismo, para su ejecución por la Unidad Central de Proceso (CPU) del autómatas.

La secuencia de operaciones del programa se realiza sobre señales de entrada y salida del proceso, llevadas al bus interno del autómatas a través de las correspondientes interfaces de entrada y salida (E/S). El autómatas gobierna las señales de salida según el programa de control previamente almacenado en su memoria de programa, a partir del estado de las señales de entrada. Los tipos de interfaces de E/S son muy variados, según las características de las señales procedentes del proceso o las que se van a aplicar al mismo (señales analógicas de tensión o corriente, pulsos de 0/5V, 0/24V, tensiones alternas 110V, 220V, tensiones continuas 12/24/48v, etc.) En la mayoría de los PLC's, el número, tipo y ubicación de las interfaces (hasta la capacidad permitida por la CPU) lo define el usuario, adaptando así el autómatas, junto con su programa, a las necesidades de su proceso.

Ha de hacerse constar como característica esencial de los PLC's, el disponer de un hardware estándar que posibilita la realización de sistemas de control de acuerdo con las necesidades del usuario. Por lo tanto su elección (gama baja, media o alta) estará en función de las necesidades de potencia de cálculo, número y tipo de señales de entradas y salidas.

La configuración del autómatas, llamada arquitectura interna, como en todo sistema microprocesador, incluye fundamentalmente los siguientes cuatro bloques básicos: una CPU o Unidad Central de Proceso, una memoria interna de trabajo (RAM), una memoria de programa (RAM, EPROM, EEPROM) y las interfaces de entrada y salidas conectadas al bus interno. A su vez, tanto la CPU como la memoria de programa están conectadas a dicho bus interno.

2.3.1.2 Sistema de control distribuido

De forma simplificada, un Sistema de Control Distribuido (SCD), consta de tres elementos fundamentales, tal como aparece en la figura 2-37, y que son:

- **Interfase al proceso:** Suele haber dos tipos de equipos para realizar la interface con el Proceso. Uno de ellos, denominado habitualmente controlador, se dedica al procesamiento de lazos de control con entrada, procedente de elementos de medida y salida hacia elementos finales, mientras que otro módulo se dedica al procesamiento de entradas que no necesitan realizar funciones de control, tal como indicaciones. Entre los últimos suele haber equipos especializados en determinados tipos de entrada, siendo el más habitual el que procesa temperaturas. Algunos módulos del sistema tienen la posibilidad de programación adicional en lenguajes de alto nivel (Basic, Fortran o lenguajes especializados), con posibilidad de acceso directo a los parámetros de los bloques de control. Esta particularidad da una potencia considerable a los equipos, sobre todo si se va a realizar Control Avanzado.
- **Interfaz al operador:** El sistema proporciona un medio de supervisar y manipular las Unidades de Proceso desde la Sala de Control, a través de una Consola de Operación. Esta consola hace la función de interfaz entre el operador y las Unidades. Todas las pantallas se

encuentran unidas con los armarios de control a través de la vía de datos o vía de comunicación.

- Vía de datos: El sistema dispone de una vía principal para comunicaciones de datos y otra de reserva. Cada vía está compuesta por un cable coaxial y toda la electrónica asociada, por donde influye la comunicación a lo largo de todos los elementos del sistema de control. Ante un fallo en la vía principal, automáticamente entra la reserva, sin afectar al control de la planta.

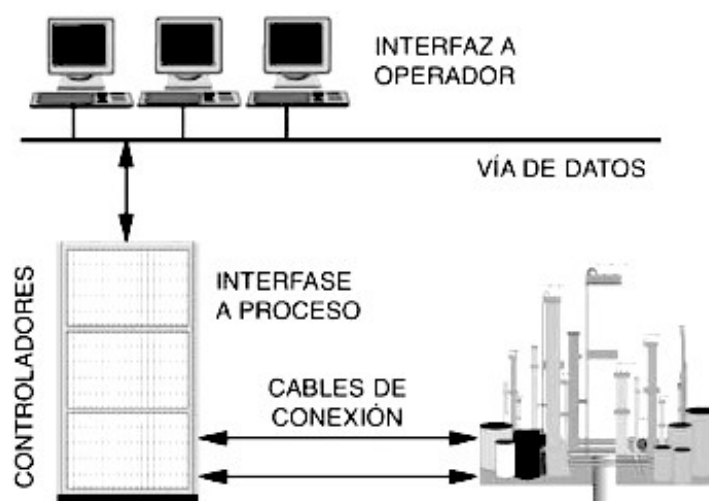


Figura 2-37: Sistema de control distribuido (Fuente: Control avanzado de procesos^[8]).

2.3.1.3 Aplicaciones de control por ordenador

De la misma manera que se produjo la evolución en la automatización de plantas industriales, lo hizo el diseño y utilización de aplicaciones de control por ordenador. Los primeros ordenadores se utilizaban sólo para adquisición de datos de planta, evolucionando hasta llevar a cabo el control de proceso.

1. Aplicaciones de control OFF LINE

En los principios de automatización basada en ordenador, el operador de planta tenía que tomar lecturas de las indicaciones e introducir los datos obtenidos en el ordenador. El ordenador se utilizaba para adquisición y procesamiento de datos con objeto de realizar balances de materia y energía, control de producción, etc. No se calculaban puntos de consigna para controladores analógicos ni salidas a elementos finales. Los controladores analógicos seguían efectuando control independientemente de las tareas que realizara el ordenador.

Este tipo de aplicación se utilizaba para tareas tales como gestión de la producción, conociéndose con el nombre de OFF LINE en Lazo Abierto, puesto que ningún valor calculado retornaba al proceso.

En la siguiente etapa de automatización de procesos, la función del ordenador fue extendida al cálculo de puntos de consigna de controladores analógicos, así como cálculo de valores de salida a actuadores o elementos finales de control. Sin embargo, en esta etapa de desarrollo los valores calculados de puntos de consigna o salidas eran introducidos a mano por el operador, por lo que el cierre del lazo lo realizaba el operador.

Este tipo de control se utilizaba para tareas tales como planificación de la producción, conociéndose como OFF LINE en Lazo Cerrado, puesto que los datos calculados se enviaban como realimentación al proceso, modificando el operador de los puntos de consigna necesarios en función de los datos suministrados por el ordenador. Las aplicaciones OFF LINE introducen un gran retraso en el control debido a la intervención humana, tanto para la toma de datos como para la distribución de valores calculados, por lo que su utilización es muy limitada.

2. Aplicaciones de control ON LINE

Al final de los años cincuenta, los ordenadores fueron provistos de sistemas de interface para captar los datos directamente de los instrumentos conectados al proceso. Por consiguiente no era necesaria la intervención del operador de planta para transferir los datos al ordenador. Sin embargo, el ordenador no enviaba los datos calculados a los puntos de consigna ni a los elementos finales de control. Esta aplicación todavía se utiliza para automatizar recogida de datos, control de calidad, optimización, etc., conociéndose con el nombre de ON LINE en Lazo Abierto.

El ordenador toma automáticamente los datos, realiza los cálculos previstos encaminados a control u optimización y envía los resultados a una pantalla u otro tipo de interface para que el operador, si lo considera oportuno, tome la acción de modificar los puntos de consigna o salidas a elementos finales de acuerdo a los datos suministrados por el ordenador.

El primer ensayo para conectar directamente los elementos finales de control con el ordenador se realizó a finales de los años cincuenta. Aquí la transferencia automática de datos se realiza en ambas direcciones, por lo que el operador sólo necesita supervisar el funcionamiento del proceso. Este modo se le conoce como control ON LINE en Lazo Cerrado. Éste es el nivel más avanzado de control por ordenador de forma automática, es decir, sin intervención del operador.

Las aplicaciones ON LINE también llevan asociado un tiempo de retardo importante, puesto que la elaboración de los cálculos puede tardar varias horas, sobre todo si se trata de aplicaciones de optimización en línea con funciones objetivo que han de converger antes de suministrar los resultados.

2.3.2 Arquitectura del PLC

La configuración del autómeta es la estructura que tiene su sistema físico (hardware), fundamentalmente la unidad de control, el sistema de E/S y la memoria, de modo que pueda adaptarse a las características particulares de la aplicación industrial en que vaya a usarse.

Siendo la modularidad una de las características fundamentales de los autómetas, la elección de la configuración adecuada resulta fácil al ofrecer sus fabricantes una amplia variedad de módulos y ampliaciones. Como caso de estudio se desarrollará una plataforma de control basada en un PLC Siemens de la gama S7-300 que se verá más adelante.

En cuanto a la unidad de control las configuraciones son:

- *Unidad de control compacta (control centralizado)*. Es el caso en el que una única CPU gestiona tanto el programa como las entradas y salidas asociadas, agrupadas en módulos que contienen exclusivamente interfaces E/S. Esta configuración se usa en aplicaciones de poca complejidad, dando lugar a los llamados microautómetas y miniautómetas.
- *Unidad de control modular (control distribuido)*. En aplicaciones de mayor complejidad, en lugar de una única CPU, existen varios módulos con tarjetas o unidades de proceso propias e incluso con sus interfaces de E/S. Es lo que se denomina estructura de multiprocesadores

o con control distribuido. Cada procesador trabaja sobre subprogramas (partes del programa de usuario) o específicamente sobre otras aplicaciones concretas (regulación, posicionamiento, etc.) con su propio programa de tratamiento. En la estructura de multiprocesadores las unidades de proceso están conectadas a una unidad central (CPU maestra o principal) que gestiona el sistema en conjunto y permite el intercambio de datos entre el resto de las unidades e interfaces. En algunas aplicaciones es interesante duplicar la CPU o algún otro elemento del autómatas, en una configuración de seguridad, de modo que esta redundancia permite un funcionamiento ininterrumpido aún en caso de avería, por conmutación al elemento de reserva.

Debido a la condición de programable y reprogramable de un PLC, es necesaria la intervención de un operador humano que defina cómo ha de evolucionar el proceso y que intercambie información con el autómatas para: a) Configurar completamente la estructura modular, es decir la unidad que contiene la CPU, la fuente de alimentación, módulos de expansión o de comunicación, etc., b) Establecer mediante una secuencia de instrucciones (programa), cuál ha de ser la orden de mando. De la ejecución de tal programa se obtienen las señales de salida o de control (programación del autómatas); y c) Intervenir, esporádica o continuamente, sobre el proceso a efectos de informarse de su estado o de modificar su evolución (explotación de la aplicación).

2.3.2.1 Buses de campo

Los principales buses de campo utilizados en los PLC marca SIEMENS están:

- *MPI (Multi Point Interface)*

Es la interfaz de comunicación más sencilla que existe entre los equipos S7, y la más económica, ya que no requiere, a diferencia de otras comunicaciones, de una tarjeta adicional de comunicaciones (CP). La interfaz MPI sólo permite que un PC o PG (dispositivo de programación de las estaciones que integran la red) tengan acceso a la vez.

Algunas características son:

1. Número máximo de estaciones: 32
2. Velocidad de transmisión entre 19.2 Kbps y 12 Mbps.
3. Cable bifilar apantallado de color específico rojo.
4. Conexiones de tipo lineal.
5. Longitudes máximas alcanzables de 50m ó de 110m con repetidores.
6. También hay cables de fibra óptica con mayores longitudes y con conexiones más variables.

Toda la información que se maneja es a través de bloques pequeños y es exclusivo para equipos SIEMENS.

- *Industrial Ethernet*

A este nivel es necesario tener: una tarjeta de red, varios repetidores, concentradores, puentes, conmutadores, nodos de red y el medio de interconexión. Los nodos de red pueden clasificarse en dos grupos: Equipo Terminal de Datos (DTE) y Equipo de Comunicaciones de Datos (DCE). Los DTE son dispositivos de red que generan lo que son el destino de los datos: como los PC's, las estaciones de trabajo, los servidores de archivos, los servidores de impresión; todos son parte del grupo de las estaciones finales. Los DCE son los dispositivos de red intermediarios que reciben y

retransmiten las tramas dentro de la red; pueden ser: routers, conmutadores (switch), concentradores (hub), repetidores o interfaces de comunicación.

Ventajas:

- Aumento de la velocidad, frente a 9.6 Kbps con RS-232 a 1 Gbps con cables de fibra óptica.
- El aumento de rendimiento global.
- Mayor distancia.
- Capacidad para utilizar los puntos de acceso, routers, switches, hubs, cables y fibra óptica, que son mucho más baratos que el equivalente de los dispositivos de puerto serie.
- Capacidad de tener más de dos nodos en el enlace.
- Mejor interoperabilidad.

Desventajas:

- Migración de los sistemas existentes a un nuevo protocolo (sin embargo, muchos adaptadores están disponibles).
- Pérdida de la capacidad de ejecución en tiempo real en aquellos usos que puedan sufrir por el uso del protocolo TCP.
- La gestión de un conjunto de pila TCP/IP es más complejo que sólo la recepción de datos en serie.

Aunque los PLC marca SIEMENS son capaces de operar a diferentes buses capaces mediante módulos de expansión, por el momento solo se han mencionado los buses de campo que se implementará en el diseño del sistema control.

2.3.2.2 Integración PLC-HMI

Una combinación PLC-HMI es una poderosa herramienta que desempeña un papel fundamental en el diseño de una solución de automatización verdaderamente factible, proporcionando una serie de beneficios durante el ciclo de trabajo de las máquinas combinando visualización y control en los medios proporcionando ventajas como:

- Diseño de la máquina más rápida, proporcionando un entorno de desarrollo integrado
- Reducción de los costos de construcción de la máquina por la eliminación de los componentes y cableado
- Reducción de gastos de soporte de la máquina y mejora de operación centralizando acceso remoto y administración

Pero en si, ¿qué es una HMI?, La Interfaz Hombre Máquina (HMI) es la interfaz entre el proceso y los operadores, básicamente se trata de un panel útil para el operador de máquina. Esta es la herramienta principal con la cual los operadores y los supervisores de la línea coordinan y controlan los procesos industriales y de fabricación en la planta. Las HMI sirven para traducir las variables complejas del proceso en información útil y aprovechable. Una HMI forma parte del programa informático que se comunica con el usuario. En la norma ISO 9241-110, el término interfaz de usuario se define como "todas las partes de un sistema interactivo (software o hardware) que proporcionan la información y el control necesarios para que el usuario lleve a cabo una tarea con el sistema interactivo".

Muchos fabricantes de reconocidas marcas de PLC hace tiempo que integran soluciones rápidas a la visualización de HMI por medio de pantallas por ejemplo, Siemens agregó a su catálogo de productos una serie de pantallas HMI exclusivas a sus PLC's.

2.3.2.3 Entorno de programación

El entorno de programación son herramientas de software que se clasifican como: a) Sistemas operativos residentes en el propio autómatas, que tienen la misión de establecer las secuencias de intercambio de información, interpretar y ejecutar las instrucciones del usuario y vigilar el correcto funcionamiento del equipo, y b) Software de edición/depuración de programas, que permite al usuario introducir su propio programa sobre soportes físicos, modificarlo hasta hacerlo totalmente funcional, obtener la documentación que se precise del proceso y, en su caso realizar copias de seguridad.

Según los casos, el software de edición/depuración puede ser residente, es decir está instalado en la máquina o, es instalable sobre un terminal denominado unidad de programación que a su vez puede ser autómatas o dependiente de la CPU. Para la gama de PLC's fabricados por SIEMENS, todo el entorno de programación esta inmerso sobre una plataforma integrada denominada TIA Portal, este es un innovador sistema de ingeniería que permite configurar de forma intuitiva y eficiente todos los procesos de planificación y producción. TIA Portal convence por su funcionalidad probada y por ofrecer un entorno de ingeniería unificado para todas las tareas de control, visualización y accionamiento. TIA Portal integra los siguientes programas:

TIA Portal integra los siguientes programas:

- *STEP 7, o S7*: es un software de programación del PLC (controladores lógico programable) SIMATIC-S7, de Siemens. STEP 7 domina el mercado de lenguajes de programación según la norma DIN EN 61131-3 disponiendo de tres lenguajes de programación: FUP, KOP y AWL.

Mediante la Programación Estructurada es posible reutilizar los módulos simplificando ampliaciones o modificando proyectos posteriores. S7 Utiliza herramientas de ingeniería para el diagnóstico, simulación y control simple o complejo de los bucles de programas. Con STEP 7 se tiene acceso a los controladores de SIMATIC. A partir de esto se consigue el Siemens Automation Totally Integrated, con ventajas para los usuarios de dispositivos SIMATIC en las diferentes tareas.

- *SIMATIC WinCC*: es un sistema de supervisión sobre PC ejecutable bajo Microsoft a partir de Windows 95 y Windows NT. WinCC está concebido para la visualización y manejo de procesos, líneas de fabricación, máquinas e instalaciones por medio de la creación de imágenes HMI. El volumen de funciones de este moderno sistema incluye la emisión de avisos a eventos en una forma adecuada para la aplicación industrial, el archivo de valores de medida y recetas y el listado de los mismos.

Con su potente acoplamiento al proceso, especialmente con SIMATIC, y su seguro archivo de datos, WinCC hace posible unas soluciones de alto nivel para la técnica de desarrollo de procesos.

- *S7-PLCSIM*: permite probar los programas del PLC en un PLC simulado sin necesidad de hardware real. S7-PLCSIM funciona conjuntamente con STEP 7 en el TIA Portal. El PLC y cualquier módulo de señales conectados se pueden configurar en STEP 7; asimismo, se puede programar la lógica de la aplicación y, a continuación, descargar la configuración de

hardware y el programa al PLC simulado en S7-PLCSIM. Desde allí, es posible avanzar a través de la lógica del programa, observar el efecto de las entradas y salidas simuladas, así como ajustarla lógica de su programa según sea necesario.

Los valores del área de entrada del editor de tablas SIM y del editor de secuencias de S7-PLCSIM son equivalentes a las entradas físicas de una CPU "real". Son los valores que se copiarán en la memoria imagen de proceso al iniciar cada ciclo del programa.

2.3.3 Programación de PLC y plataforma de supervisión

Mediante la plataforma de desarrollo TIA Portal v.12., se implementará un sistema de control para la caldera desarrollada en Matlab; aún sin contar con ningún componente físico, seremos capaces de corroborar la lógica de control mediante una compleja simulación que requiere el uso de varios programas ejecutándose a la vez. En esta sección solo se mostrará el resumen de cada etapa del desarrollo de simulación en lugar de mostrar cada detalle de la programación pues sería muy exhausto para el lector leer cada detalle de la programación

2.3.3.1 Selección de dispositivos y creación de programa

Para montar un PLC se requiere que contenga algunos accesorios necesarios para poder funcionar, en esta lista se muestran los dispositivos que únicamente estarían alojados en un gabinete especial:

PS 307 2A1: fuente de alimentación PS 307, 120/230 V AC, 24 V DC, 10 A. Referencia: 6ES7 307-1BA01-0AA0.

CPU 313C: CPU compacta con MPI, 24 entradas digitales/16 salidas digitales, 4 entradas análogas, 2 salidas análogas, puerto ethernet 1/100, 3 contadores rápidos (30 khz), fuente de alimentación integrada 24v dc, memoria central 128 kbyte, requiere conector frontal (1x 40 polos) y micro memory card. Referencia: 6ES7 313-5BG04-0AB0

DI16 x 120/230V AC: Módulo de entradas digitales DI16 x 120/230V AC, en grupos de 4. Referencia: 6ES7 321-1FH00-0AA0

DO16 x 24/48V UC: Módulo de salidas digitales DO16 x 24/48V UC, con alarmas de diagnóstico, en grupos de 1. Referencia: 6ES7 322-5GH00-0AB0.

AI2 x 12bits: Módulo de entradas analógicas AI2 x 12..14bit. Referencia: 6ES7 331-7KB02-0AB0

AO2 x 12bits: Módulo de salidas analógicas AO2 x 12bits, reparametrizable online. Referencia: 6ES7 332-5HB01-0AB0.

WinCC RT Advanced: software de visualización de la HMI, al no contar físicamente con la estación PC de SIMATIC, se simula con la herramienta RunTime únicamente la ejecución de WinCC en tiempo real. Referencia de producto: 6AV2104-0xA01-0AA0

Módulo CP 5612: Las estaciones PC de SIMATIC cuentan con varios buses PCI disponibles para la adición de módulos. El módulo CP 5612 es un procesador de comunicaciones integrado en una tarjeta PCI para conectar una PG o un PC con bus PCI a PROFIBUS o MPI utilizable en sistemas operativos de 32 y 64 bits. Conexiones S7, maestro DP, DPV1, esclavo DP, funciones de programadora, maestro DP clase 2, bus PCI, routing, SIMATIC NET PC Software V8.2 SP1. Referencia de producto: 6GK1 561-2AA00.

Todos los dispositivos en el proyecto listado se muestran montados en un riel (Perfil soporte_0) en la figura 2-39, esta parte correspondería al gabinete de controladores y la figura 2-40 sería equivalente a la computadora de interfaz a operador mostrados en la figura 2-38.

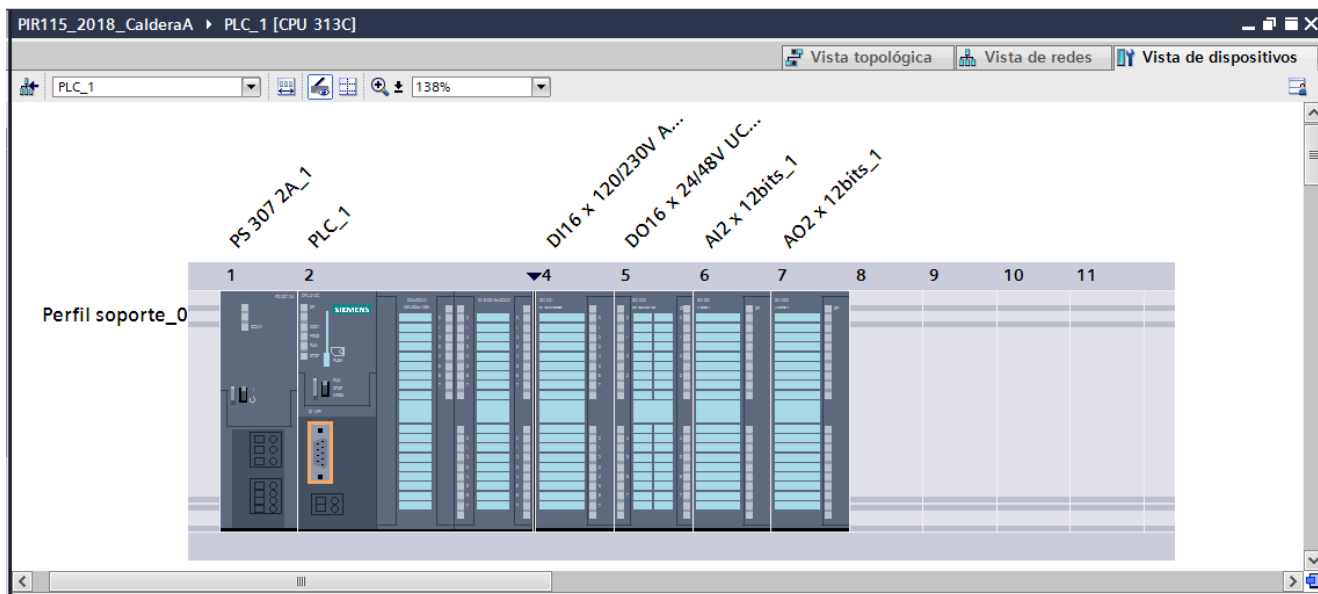


Figura 2-38: Gabinete de controlador (Fuente: Propia).

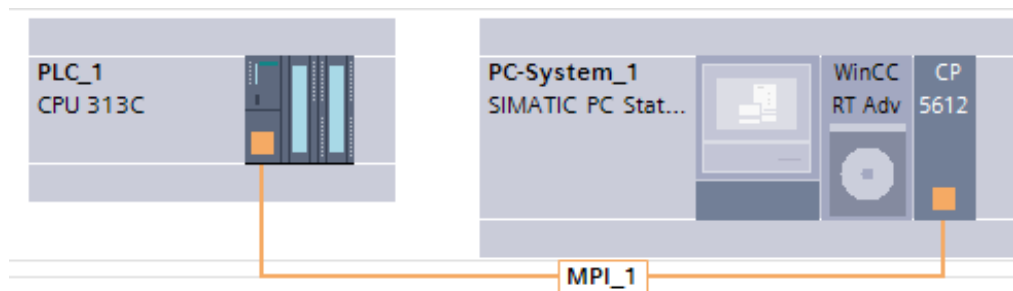


Figura 2-39: Interfaz al operador enlazada al controlador (Fuente: Propia).

Estas condiciones son suficientes, para programar las diferentes instrucciones, con el fin de lograr la lógica de control para la caldera. Es elemental comprender la estructura básica de programación para cualquier PLC SIEMENS, como regla se deben crear Funciones (FC) o Bloques de Funciones (FB) asociados a bloques de Datos (DB) para luego reunir todas las funciones y bloques de funciones a un solo Bloque Principal o Main (OB1), este contiene otros bloques de organización dedicados a funciones especiales, a continuación se muestra una lista de todos los objetos programados con una descripción de la programación contenida:

- *Main (OB1)*: El programa principal, tiene como objetivo consultar los estados de salidas de otros bloques dentro de un ciclo de trabajo, consulta las entradas y salidas físicas al sistema y actúa como pasarela para el flujo de información proveniente de los transmisores, estados de contactores, pulsadores y todos los elementos conectados a las entradas y salidas del PLC
- *CYC_INT2 (OB32)*: Es una subrutina dentro del programa principal, cuando el programa realiza la consulta de este bloque, el ciclo del bloque OB1 es interrumpido para realizar la subrutina del bloque OB32, una vez finalizada la rutina, entra a operar el bloque OB1 desde donde se interrumpió para continuar su ciclo normal de trabajo. La función que realiza este

bloque es de operar como PID para el control del flujo de agua y PID para controlar el nivel del calderín.

- *CYC_INT3 (OB33)*: Subrutina que se ejecuta dentro del programa principal al igual que OB32, contiene la lógica PID para el control de temperatura del vapor sobrecalentado
- *CYC_INT4 (OB34)*: En esta subrutina que se ejecuta del programa principal, su lógica contiene el control PID de temperatura en el economizador.
- *CYC_INT5 (OB35)*: Otra subrutina dentro del programa principal, contiene el control PID que regula el flujo de combustible es decir, su salida manda una señal de control para el sistema esparcidor de bagazo
- *SCALE (FC105)*: Este bloque gestiona la entrada de datos reales y establece los rangos de medición de todos los transmisores, su modo de operación es dentro del programa principal y como parámetro de entrada es la entrada análoga de 4 a 20 mA, como dato salida, los valores de entrada son escalados a los valores establecidos en el parámetro “HI_LIM” y “LO_LIM” del bloque “SCALE”, por ejemplo, para el control de nivel la entrada es escalada de 0 a 100 lo que indica que el sistema ha sido calibrado para leer niveles de 0% a 100%. En ese sentido, se necesita un bloque “SCALE” para cada variable a medir.
- *Administrador de Bomba (FB2)*: Contiene una lógica Booleana para habilitar la bomba de agua de alimentación y habilitar el motor esparcidor de bagazo.
- *Administrador de alarmas (FB1)*: Contiene la lógica para un sistema básico de alarma cuando el nivel de agua es demasiado bajo o demasiado alto, gestiona un sistema de apagado de emergencia del sistema de control automático, dejando la operación manual del sistema, una vez ha sido regulado el nivel de agua en condiciones normales, el sistema de control automático puede ser puesto en marcha.
- *Estados de quemadores (FB3)*: En un principio, el sistema fue ideado para operar calderas con sistemas auxiliares de combustible basados en 4 quemadores; la lógica de este bloque es de permitir al operador manejar de forma manual los quemadores si el nivel en el calderin esta en condiciones normales de operación, cuando el nivel esta fuera de los parámetros normales, un sistema de 4 quemadores entra a operar de manera automática y deshabilita el sistema esparcidor de bagazo.
- *Válvulas de seguridad (FB4)*: Su lógica es habilitar válvulas en el lado de agua de alimentación y en el lado de vapor antes de activar el apagado de emergencia por niveles demasiado alto o bajo, físicamente, a la salida se deben conectar válvulas de seguridad estrictamente al nodo de entrada de las válvulas de control de agua y vapor para que tenga sentido el bloque función.
- *CONT_C (FB41)*: Bloque de función cerrado, es decir que no se tiene acceso a modificar sus variables ni su lógica, su función es administrar todos los bloques de organización CYC_INT.
- *VTF (FB5)*: Es un bloque de función que controla el encendido del ventilador de tiro forzado, la lógica implementada corresponde a la mostrada en la figura 2-34, básicamente se trata de verificar el estado del sistema de ventilación, si todo esta correcto, el PLC envía una señal que habilita el encendido del sistema de ventilación.
- *Bloques de datos*: De manera general, cada vez que se crea un bloque de función, el entorno de programación crea automáticamente una base de datos de todas las entradas y salidas de

los bloques de función, en ese sentido los bloques no son accesibles al usuario sino al sistema para almacenar en su memoria los valores de entrada y salida. Los bloques de datos son: “Administrador Bomba_DB”, “Administrador de alarmas_DB”, “Estado de quemadores_DB”, “Valvulas de seguridad_DB” y “VTF_DB”.

La estructura de programación se puede mostrar de forma resumida en la figura 2-40 agrupadas en tres bloques que son: Bloques de organización, Bloques de función y Bloques de datos.

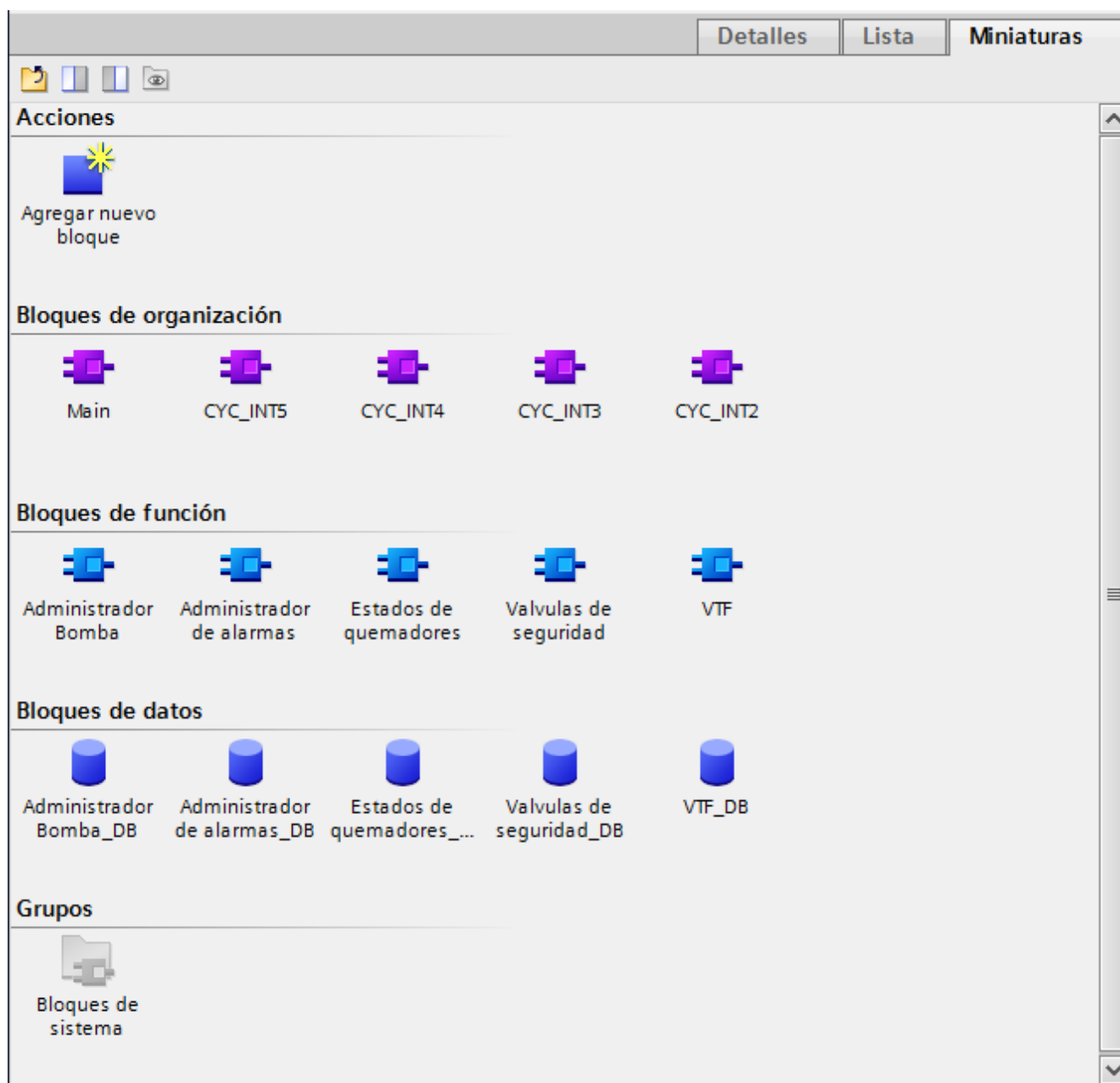


Figura 2-40: Estructura general del programa en PLC (Fuente: propia).

Por el lado de supervisión, se desarrolla una interfaz de visualización HMI por medio de Wincc RT Advanced, como se nota en la figura 2-39, el PLC esta conectado a una computadora por media de una tarjeta CP5612 con interface MPI; la simulación se pretende que Wincc RT Advanced sea una estación terminal de monitoreo y a su vez sea el operador de planta quien configure parámetros de control en el generador. Para hacer esto posible, se crean diez plantillas enlazadas a diez imágenes

que conforman la estructura general de PC-System_1[SIMATIC PC station], estas se muestran a continuación con una breve descripción de los elementos que lo conforman:

1. Pantalla de “INICIO”.

Es la primera pantalla que debe aparecer al iniciar operaciones o arrancar el programa de control, identificada como "Inicio", la figura 2-41 muestra que se puede acceder a diferentes pantallas de la plataforma de supervisión donde se requiere el ingreso de credenciales de acceso, si aún no se ha iniciado sesión, el sistema solicitará un usuario y contraseña automáticamente; bastará con hacer click al botón “CERRAR SESIÓN” o presionar el botón F5 para cerrar la sesión actual.

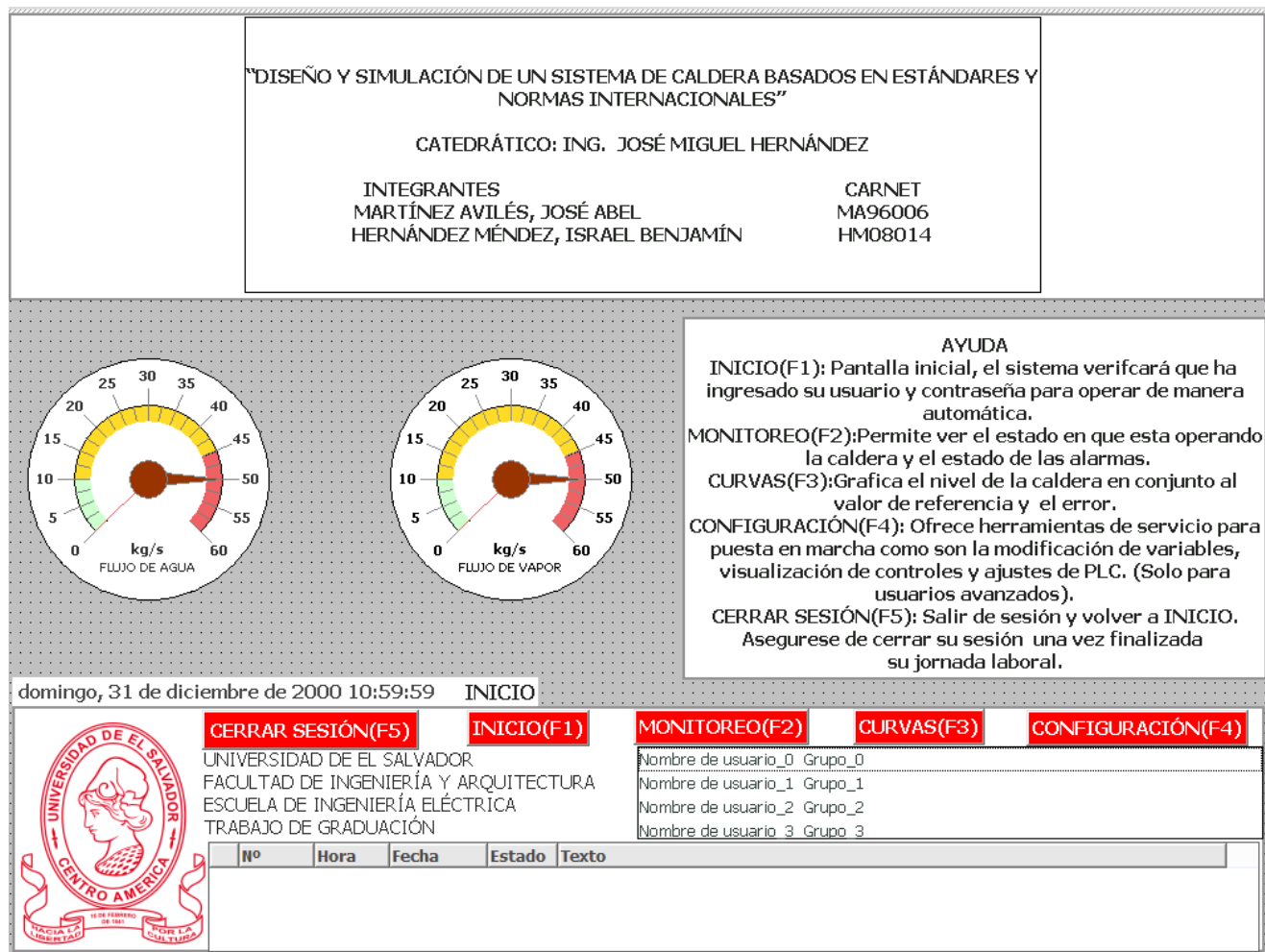


Figura 2-41: Pantalla de “INICIO” (Fuente: propia).

2. Pantalla de “MONITOREO”

Representa el ciclo Rankine generado; por su condición de simular una terminal unicamente de control de la generación de vapor, muestra los datos de flujo de agua a la entrada de la caldera y la salida de vapor respectivamente y los estados de algunos elementos esenciales que son parte de la generación de vapor, en ese sentido, el diseño de monitoreo debería ser capaz de representar las lecturas de los medidores adicionales al sistema como la turbina o el sistema de condensado mediante un enlace de comunicación entre varios PLC o el mismo PLC de ser posible. Por las características del PLC S7-300 y las limitaciones en el equipo de computo para la simulación,

solamente se controlan las variables más elementales de la caldera como se mostrará en las siguientes pantallas creadas.

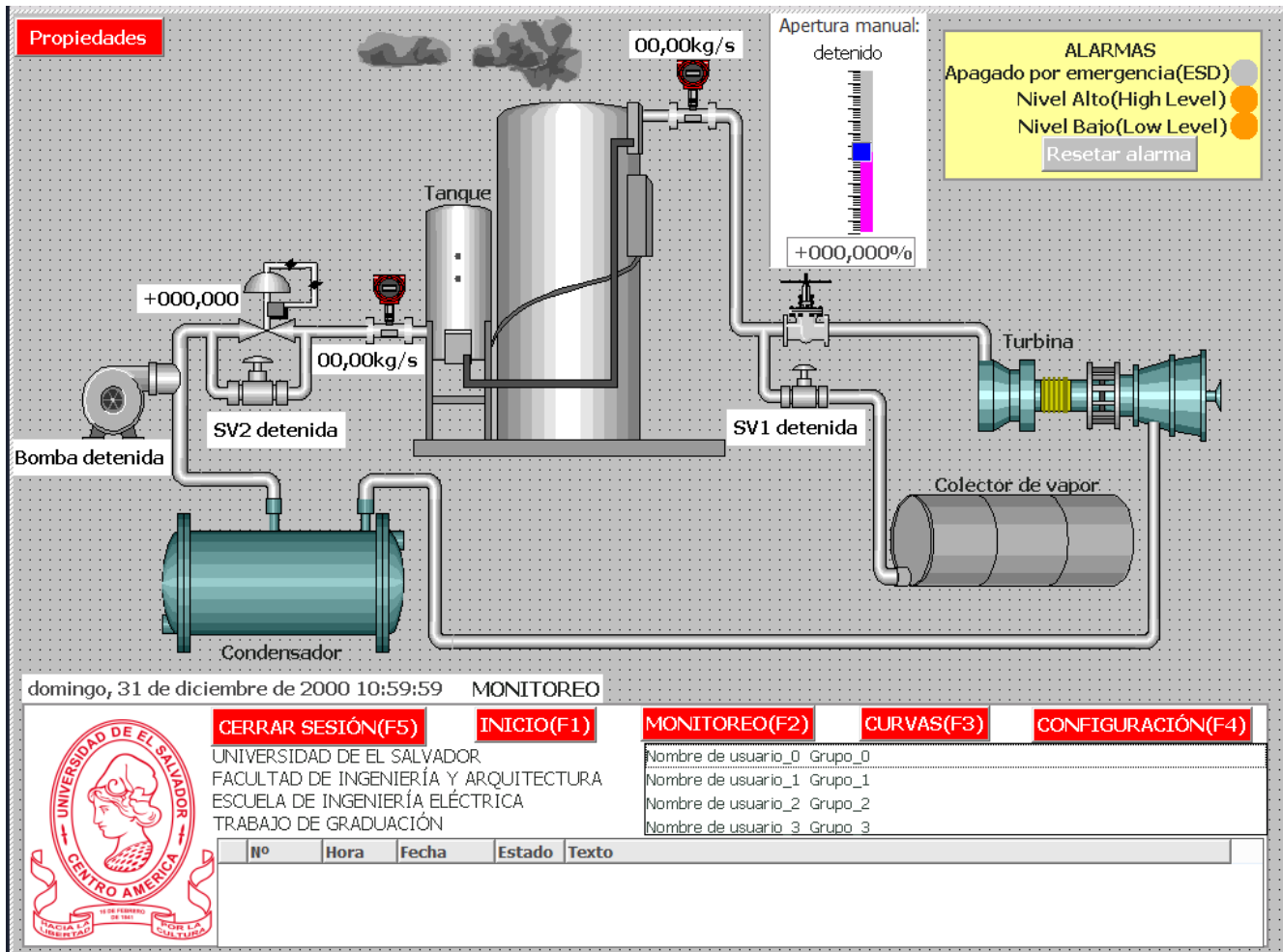


Figura 2-42: Pantalla de monitoreo (Fuente: propia).

3. Pantalla de “CURVAS”.

La pantalla de “CURVAS” contiene las graficas de las principales variables medidas así como graficos de los puntos de consigna y la señal de salida al elemento de control final. Para que esto sea visto de manera clara y ordenada, se crearon diferentes pantallas de navegación que contienen las curvas de: control de nivel, control de agua de alimentación, control de temperatura de vapor, control de temperatura en economizador y control de combustible. Para navegar por cada grafico, nada mas hará faltar pulsar los botones con flecha para poder desplazarse entre los graficos, por el momento la figura 2-43 muestra solo la plantilla de diseño para monitorear el nivel en el calderin. Las curvas solamente serán visibles durante la simulación, a su vez se mostrará la grafica de salida del control PID y el valor de entrada Set Point.

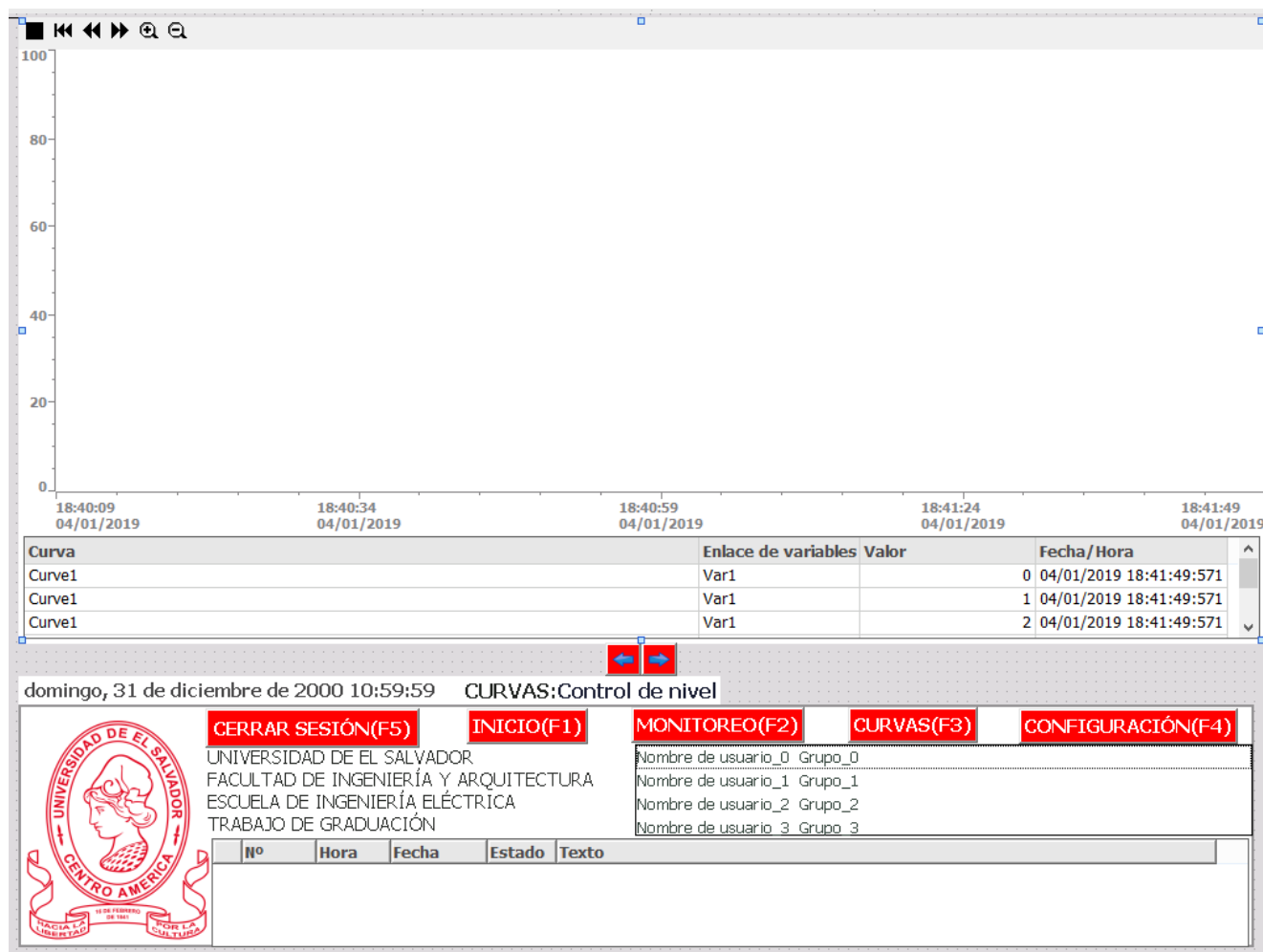


Figura 2-43: Pantalla curvas en control de nivel (Fuente: propia)

4. Pantalla de “CONFIGURACIÓN”

Accesible únicamente para usuarios con credenciales de administrador. Básicamente se trata de un modo de ingeniería donde todos los datos pueden ser monitoreados y ajustados al mismo tiempo, permite configurar los parámetros de los controles PID, es decir, editar las constantes de proporcionalidad, derivación e integración (K_p , K_D y K_I), permite ajustar el punto de consigna (Set Point), pasar a modos de operación manual/automático, el modo manual consiste en introducir manualmente el valor de salida de control. Es posible también operar los quemadores auxiliares de forma manual, si el sistema se encuentra en estado de emergencia, deshabilita el sistema de combustible principal (bagazo como combustible primario) para operar de forma automática los 4 quemadores que conforma el sistema de combustible adicional. Por otra parte se ha diseñado un control para las guardas o interlocks del sistema de ventilación de tiro forzado y tiro inducido.

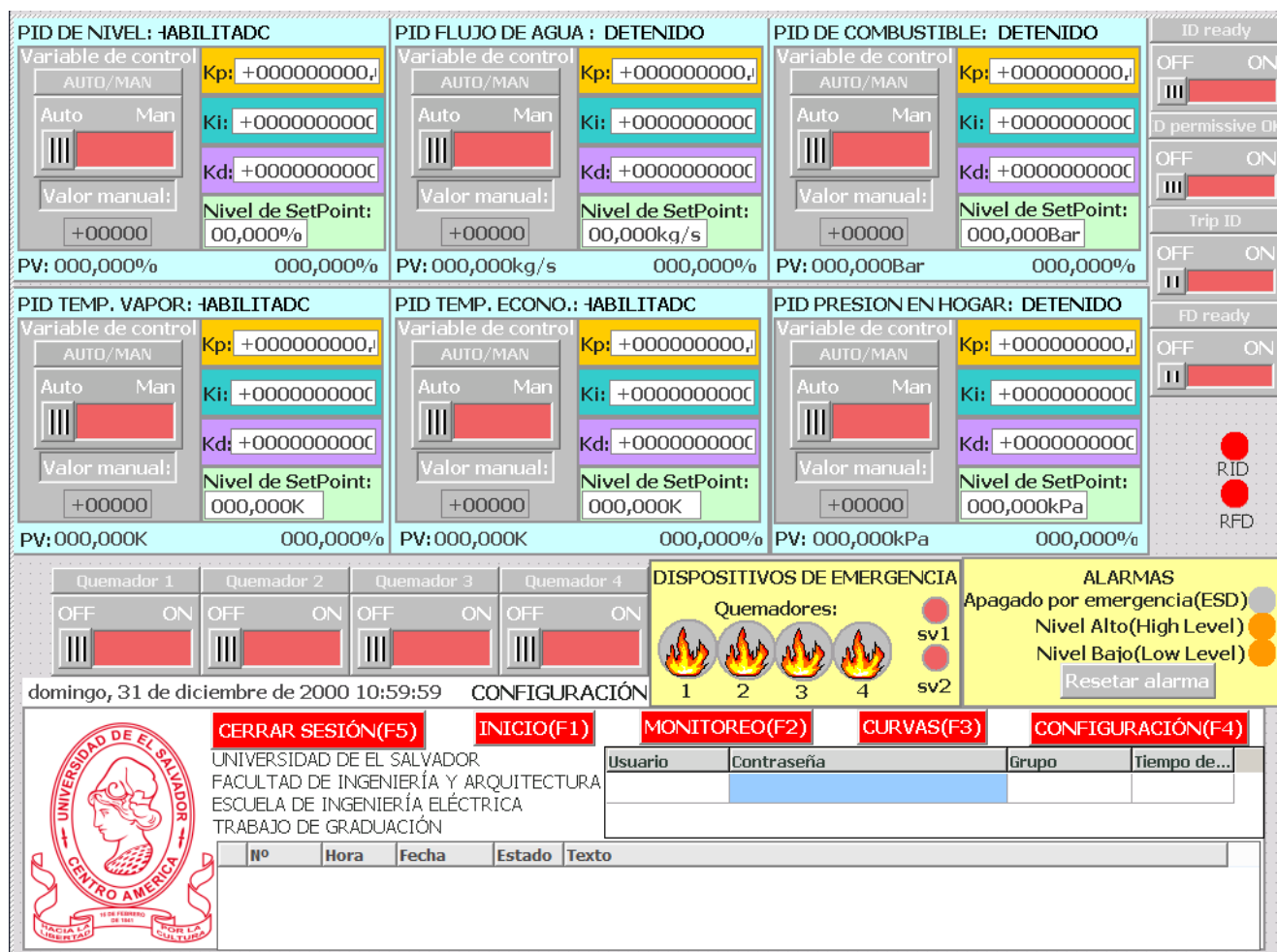


Figura 2-44: Pantalla "CONFIGURACIÓN" (Fuente: propia).

5. Pantalla de "PROPIEDADES".

Esta pantalla se muestra en la figura 2-45 es unicamente accesible desde la pantalla de monitoreo, a diferencia de la pantalla de configuración, en la pantalla se ilustra la localización de los sensores mediante elementos gráficos y bandas de colores. Al igual que los elementos gráficos mostrados en la pantalla de "monitoreo", esta pantalla se limita a la visualización de las principales variables de control en la caldera y unicamente puede controlar las guardas del sistema de ventilación y restablecer el sistema de alarma por ende, la pantalla ha sido diseñado para ser uso del operador, si se necesita acceder a funciones más avanzadas se deberá recurrir a la pantalla de configuración como un usuario con derechos de administrador.

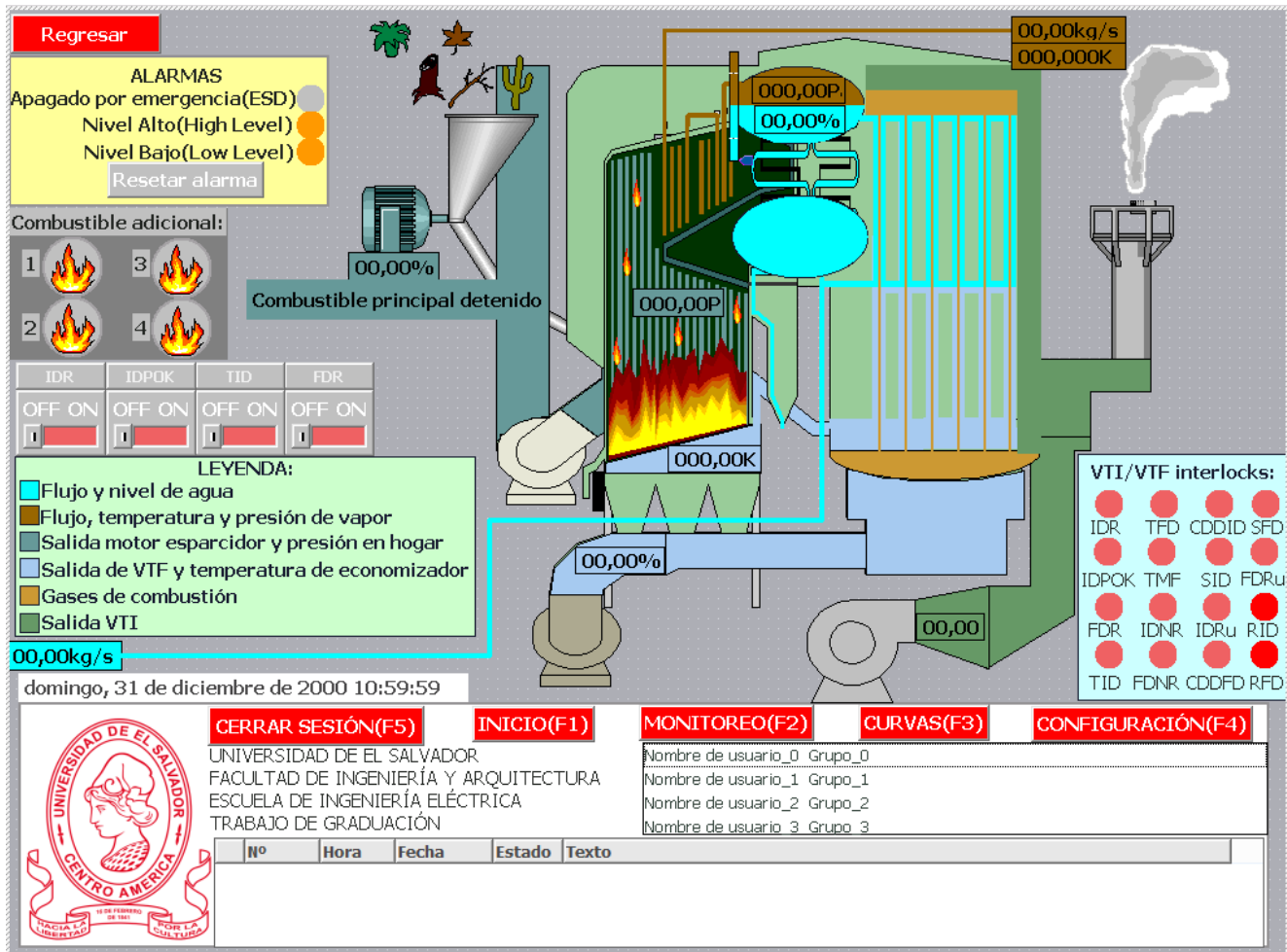


Figura 2-45: Pantalla de “PROPIEDADES” (Fuente: propia).

Como en todos los lenguajes de programación se necesita crear variables, en la tabla 2-11 se muestran todas las variables utilizadas en el PLC, estas han sido fácilmente exportadas desde TIA PORTAL y muestran las propiedades de cada variable como el tipo de dato y la dirección de física del PLC, la dirección no es más que una localidad de memoria donde se almacena los datos de entrada o salida enlazados a los dispositivos de E/S o bien son para uso temporal o etiquetas del programa. Como ejemplo, la variable “Tag_7” con dirección : %MW100 representa solo una marca para que parámetro “RET_VAL” del bloque “SCALE” tenga una salida de datos y pueda ser consultada. Por otro lado, la variable “entrada_pv_nivel” con dirección %MW12 sirve de enlace entre el parámetro “IN” del bloque “SCALE” y el transmisor de nivel.

En cuanto a la interfaz HMI, a las variables se les conoce como “Tags” y son etiquetas que se enlazan a las propias variables del PLC. En la tabla 2-12 se muestran las variables de la interfaz HMI, todas son réplicas de las variables del PLC creadas por el usuario y las variables privadas de los bloques especiales como los controladores PID, estas tienen la característica de ser para uso interno del programa y no se pueden modificar o eliminar, se crean automáticamente al insertar un bloque especial y pueden ser consultadas desde la HMI por un Tag. Como norma, el Tag debe tener el mismo nombre de la variable del PLC, un ejemplo puede ser la variable privada “CONT_C_DB_6” con dirección %DB36.DBD20 sirve de enlace para ingresar valores al parámetro “GAIN” del bloque “CONT_C_DB_6” (el PID que controla la presión del hogar), para el ingreso de valores desde la HMI se hace apuntando al valor desde el Tag “CONT_C_DB_6”.

Nombre	Tipo de dato	Dirección	Nombre	Tipo de dato	Dirección
Tag_1	Bool	%M10.0	tout2	Time	%MD84
Tag_2	Bool	%M10.1	scaled_T_sobre	Real	%MD28
Tag_3	Bool	%M10.2	scaled_T_econo	Real	%MD30
Tag_4	Bool	%M10.3	CTRL_DAMPER	Int	%MW54
rst_emergency	Bool	%M0.1	scaled_damper	Real	%MD56
bipolar	Bool	%M0.0	entrada_presion_hogar	Int	%MW60
Tag_7	Word	%MW100	scaled_presion_hogar	Real	%MD62
Scaled_level	Real	%MD22	entrada_presion_vapor	Int	%MW66
B1	Bool	%Q1.0	scaled_presion_vapor	Real	%MD68
B2	Bool	%Q1.1	salida VTI	Real	%MD72
B3	Bool	%Q1.2	SB1	Bool	%M76.0
B4	Bool	%Q1.3	SB2	Bool	%M76.1
High_High_level	Bool	%Q0.0	SB3	Bool	%M76.2
Low_Low_Level	Bool	%Q0.1	SB4	Bool	%M76.3
ESD	Bool	%Q0.2	normal	Bool	%M76.4
High_Level	Bool	%Q0.3	IDR	Bool	%M76.5
Low_Level	Bool	%Q0.4	IDPOK	Bool	%M76.6
P1	Bool	%Q0.5	FDR	Bool	%M76.7
P2	Bool	%Q0.6	TID	Bool	%M77.0
P3	Bool	%Q0.7	TFD	Bool	%M77.1
sv1	Bool	%Q1.4	TMF	Bool	%M77.2
sv2	Bool	%Q1.5	IDNR	Bool	%M77.3
Tag_8	Bool	%M26.0	FDNR	Bool	%M77.4
entrada_pv_nivel	Int	%MW12	CDDID	Bool	%M77.5
entrada_agua	Int	%MW14	SID	Bool	%M77.6
Scaled_agua	Real	%MD24	IDRunning	Bool	%M77.7
salida_vapor	Int	%MW16	CDDFD	Bool	%M78.0
Scaled_vapor	Real	%MD26	SFD	Bool	%M78.1
agua_sqrt	Real	%MD34	FDRRunning	Bool	%M78.2
vapor_sqrt	Real	%MD38	RID	Bool	%M83.1
set_entrada_agua	Real	%MD46	RFD	Bool	%M83.0
set_point	DInt	%MD50	tout	Time	%MD79
salida_esparcidor	Real	%MD18	RIDout	Bool	%M82.4
entrada_T_sobre	Int	%MW18	RFDout	Bool	%M82.1
entrada_T_econo	Int	%MW20			

Tabla 2-11: Tabla de variables estándar (Fuente: propia).

Nombre Tag	Variable PLC	Dirección	Nombre Tag	Variable PLC	Dirección
Scaled_level	Scaled_level	%MD22	CONT_C_DB_6_GAIN	CONT_C_DB_6_GAIN	%DB36.DBD20
B1	B1	%Q1.0	CONT_C_DB_6_TI	CONT_C_DB_6_TI	%DB36.DBD24
Scaled_vapor	Scaled_vapor	%MD26	CONT_C_DB_6_SP_INT	CONT_C_DB_6_SP_INT	%DB36.DBD6
B2	B2	%Q1.1	CONT_C_DB_2_MAN_ON	CONT_C_DB_2_MAN_ON	%DB32.DBX0.1
B3	B3	%Q1.2	CONT_C_DB_2_MAN	CONT_C_DB_2_MAN	%DB32.DBD16
B4	B4	%Q1.3	CONT_C_DB_2_SP_INT	CONT_C_DB_2_SP_INT	%DB32.DBD6
P1	P1	%Q0.5	CONT_C_DB_2_GAIN	CONT_C_DB_2_GAIN	%DB32.DBD20
P2	P2	%Q0.6	CONT_C_DB_2_TI	CONT_C_DB_2_TI	%DB32.DBD24
P3	P3	%Q0.7	CONT_C_DB_2_TD	CONT_C_DB_2_TD	%DB32.DBD28
Scaled_agua	Scaled_agua	%MD24	CONT_C_DB_1_TD	CONT_C_DB_1_TD	%DB31.DBD28
pv_entrada	Scaled_level	%MD22	CONT_C_DB_5_TD	CONT_C_DB_5_TD	%DB35.DBD28
sv1	sv1	%Q1.4	CONT_C_DB_3_TD	CONT_C_DB_3_TD	%DB33.DBD28
sv2	sv2	%Q1.5	CONT_C_DB_4_TD	CONT_C_DB_4_TD	%DB34.DBD28
salida_vapor	salida_vapor	%MW16	CONT_C_DB_6_TD	CONT_C_DB_6_TD	%DB36.DBD28
entrada_agua	entrada_agua	%MW14	CONT_C_DB_2_LMN	CONT_C_DB_2_LMN	%DB32.DBD72
High_High_level	High_High_level	%Q0.0	CONT_C_DB_1_LMN	CONT_C_DB_1_LMN	%DB31.DBD72
Low_Low_Level	Low_Low_Level	%Q0.1	CONT_C_DB_5_LMN	CONT_C_DB_5_LMN	%DB35.DBD72
ESD	ESD	%Q0.2	CONT_C_DB_3_LMN	CONT_C_DB_3_LMN	%DB33.DBD72
rst_emergency	rst_emergency	%M0.1	CONT_C_DB_4_LMN	CONT_C_DB_4_LMN	%DB34.DBD72
set_point	set_point	%MD50	CONT_C_DB_6_LMN	CONT_C_DB_6_LMN	%DB36.DBD72
presion	Scaled_level	%MD22	SB1	SB1	%M76.0
scaled_presion_hogar	scaled_presion_hogar	%MD62	SB2	SB2	%M76.1
scaled_T_sobre	scaled_T_sobre	%MD28	SB3	SB3	%M76.2

scaled_T_econo	scaled_T_econo	%MD30	SB4	SB4	%M76.3
scaled_damper	scaled_damper	%MD56	High_Level	High_Level	%Q0.3
scaled_presion_vapor	scaled_presion_vapor	%MD68	Low_Level	Low_Level	%Q0.4
salida_VTI	salida VTI	%MD72	normal	normal	%M76.4
salida_esparcidor	salida_esparcidor	%MD18	CONT_C_DB_1_PV_IN	CONT_C_DB_1_PV_IN	%DB31.DBD10
CONT_C_DB_1_MAN_ON	CONT_C_DB_1.MAN_ON	%DB31.DBX0.1	CONT_C_DB_2_PV_IN	CONT_C_DB_2_PV_IN	%DB32.DBD10
CONT_C_DB_1_GAIN	CONT_C_DB_1.GAIN	%DB31.DBD20	CONT_C_DB_3_PV_IN	CONT_C_DB_3_PV_IN	%DB33.DBD10
CONT_C_DB_1_MAN	CONT_C_DB_1.MAN	%DB31.DBD16	CONT_C_DB_4_PV_IN	CONT_C_DB_4_PV_IN	%DB34.DBD10
CONT_C_DB_1_TI	CONT_C_DB_1.TI	%DB31.DBD24	CONT_C_DB_5_PV_IN	CONT_C_DB_5_PV_IN	%DB35.DBD10
CONT_C_DB_1_SP_INT	CONT_C_DB_1.SP_INT	%DB31.DBD6	CONT_C_DB_6_PV_IN	CONT_C_DB_6_PV_IN	%DB36.DBD10
agua_sqrt	agua_sqrt	%MD34	IDR	IDR	%M76.5
set_entrada_agua	set_entrada_agua	%MD46	IDPOK	IDPOK	%M76.6
CONT_C_DB_5_MAN_ON	CONT_C_DB_5.MAN_ON	%DB35.DBX0.1	FDR	FDR	%M76.7
CONT_C_DB_5_MAN	CONT_C_DB_5.MAN	%DB35.DBD16	TID	TID	%M77.0
CONT_C_DB_5_GAIN	CONT_C_DB_5.GAIN	%DB35.DBD20	FDNR	FDNR	%M77.4
CONT_C_DB_5_TI	CONT_C_DB_5.TI	%DB35.DBD24	IDNR	IDNR	%M77.3
CONT_C_DB_5_SP_INT	CONT_C_DB_5.SP_INT	%DB35.DBD6	TMF	TMF	%M77.2
CONT_C_DB_3_MAN_ON	CONT_C_DB_3.MAN_ON	%DB33.DBX0.1	TFD	TFD	%M77.1
CONT_C_DB_3_MAN	CONT_C_DB_3.MAN	%DB33.DBD16	CDDID	CDDID	%M77.5
CONT_C_DB_3_GAIN	CONT_C_DB_3.GAIN	%DB33.DBD20	SID	SID	%M77.6
CONT_C_DB_3_TI	CONT_C_DB_3.TI	%DB33.DBD24	IDRunning	IDRunning	%M77.7
CONT_C_DB_3_SP_INT	CONT_C_DB_3.SP_INT	%DB33.DBD6	CDDFD	CDDFD	%M78.0
CONT_C_DB_4_MAN_ON	CONT_C_DB_4.MAN_ON	%DB34.DBX0.1	RFD	RFD	%M83.0
CONT_C_DB_4_MAN	CONT_C_DB_4.MAN	%DB34.DBD16	RID	RID	%M83.1
CONT_C_DB_4_GAIN	CONT_C_DB_4.GAIN	%DB34.DBD20	FDRRunning	FDRRunning	%M78.2

CONT_C_DB_4_TI	CONT_C_DB_4. TI	%DB34.DBD24	SFD	SFD	%M78.1
CONT_C_DB_4_SP _INT	CONT_C_DB_4. SP_INT	%DB34.DBD6	RIDout	RIDout	%M82.4
CONT_C_DB_6_M AN_ON	CONT_C_DB_6. MAN_ON	%DB36.DBX0.1	RFDout	RFDout	%M82.1
CONT_C_DB_6_M AN	CONT_C_DB_6. MAN	%DB36.DBD16			

Tabla 2-12: Tabla de variables estándar HMI (Fuente: propia).

Una descripción de como está estructurada la programación es:

- Dentro del ciclo del bloque Main (OB1), se obtienen todos los valores proporcionados por los transmisores para ser escalados por la función “SCALE” a niveles que puedan ser interpretados y operables por los demás bloques de función. Todas las operaciones lógicas como Booleanos (AND, OR, NOT, etc) y matemáticas (ADD, SUB, SQRT, etc) se ejecutan en el bloque Main y su resultado será la variable de control en los controladores PID contenidos en los bloques “CYC_INT2” a “CYC_INT5”, a su vez, las señales de salida serán consultadas de nuevo por el bloque Main así como las demás salidas en los bloques de funciones.
- El sistema de alarmas tendrá como referencia la medida del nivel en el calderín, se considera un funcionamiento normal en la caldera si el nivel se encuentra entre los límites de: 32%-72%, si el nivel se encuentra entre 18%-32%, se activará la alarma por nivel demasiado bajo, debajo de este nivel el sistema se apaga por emergencia; si el nivel esta entre 72%-83%, se activará la alarma por nivel demasiado alto, arriba de este nivel el sistema se apaga por emergencia; el sistema de alarma se puede resumir de la siguiente manera:
 - Nivel \leq 18%: Estado de emergencia.
 - 18% < Nivel < 32%: Estado de alarma por nivel bajo.
 - 32% \leq Nivel \leq 72%: Estado normal.
 - 72% < Nivel < 83%: Estado de alarma por nivel alto.
 - Nivel \geq 83%: Estado de emergencia.
- El bloque de función “Administrador de alarmas”, se encarga de realizar todas las comparaciones con la medida del nivel. Es posible que el sistema entre en estado de emergencia ante cualquier fallo por las guardas del sistema de ventilación. Para restablecer el funcionamiento normal en el generador de vapor, será necesario que se cumplan todas las condiciones de operación normal y pulsar el botón “Resetar Alarma” manualmente en la interfaz HMI, el botón no es más que la variable “rst_emergency” con dirección %M0.1.
- El bloque de función “Valvulas de seguridad”, activa la válvula “sv1” (%Q1.4) si el nivel es demasiado alto, en la interfaz HMI, la válvula se ubica en el lado de vapor y su salida va un colector de vapor, este vapor contiene mucha humedad que puede dañar la turbina; si el nivel es demasiado bajo, se activa la válvula “sv2” (%Q1.5) y su salida va conectada en paralelo a la válvula de control de flujo de agua. Para ambas válvulas se debe cumplir la norma que establece que la tasa de razón de flujo en las válvulas de seguridad debe ser mayor al 100% del flujo máximo nominal del generador.

- El bloque de función “Administrador de bomba” se encarga de controlar la bomba “P2” (%Q0.6) que eleva la presión en la flujo de agua de alimentación en todo momento a excepción de un estado de emergencia. La señal “P2” (%Q0.5) es quien habilita el sistema esparcidor de bagazo y estará activo únicamente cuando el generador de vapor se encuentre en un estado de operación normal ($32\% \leq \text{Nivel} \leq 72\%$).
- El bloque “Estado de quemadores” controla la accionamiento manual/automático del combustible auxiliar, este consiste en cuatro quemadores (B1, B2, B3 y B4) que pueden controlarse de forma manual por los interruptores SB1, SB2, SB3 y SB4 respectivamente en el estado normal, si el estado de alarma por nivel bajo esta presente, la producción de vapor disminuye solamente activando B1 hasta alcanzar el nivel normal, por otro lado, si el nivel esta demasiado alto, aumenta la producción de vapor activando los cuatro quemadores (B1 a B4) hasta descender el nivel a un estado normal.
- El bloque “VTF” controla las guarda del sistema de ventilación de acuerdo a la figura 2-34, asumiendo un tiempo de retardo como explica en la descripción del diagrama, se han implementado temporizadores a las salidas “RFDout” y “RIDout” que se activan con un retardo programado de 2 segundos cada uno.
- La interfaz HMI ha sido diseñada para ser accesible por dos grupos de usuarios, el más básico corresponde al grupo “usuarios” formado por los usuarios “Op1” y “Op2”; el más avanzado es el “Grupo de administradores” formado por los usuarios “Ing” y “Administrador”, en el panel del lado inferior de la interfaz es posible ingresar las credenciales de usuario, editar sus propiedades, si se parte del grupo de administradores será posible también la edición de otros usuarios así como la creación de nuevos usuarios. Al inicio del programa, la primera pantalla en aparecer será la de “inicio”, cualquier intento por navegar por otras pantallas será bloqueado por una ventana para solicitar el ingreso de credenciales de usuario; navegar por la interfaz es muy sencillo, puede hacerse desde el panel inferior con los botones correspondientes o través de un teclado. La única pantalla accesible solo por el grupo de Administradores es la de Configuración, su condición exige que solo personal capacitado pueda cambiar parámetros de control razón por la cual queda restringida para los demás usuarios. Otra característica importante es la implementación del sistema de avisos que incluyen varias categorías desde alertas tempranas hasta errores en el sistema.

Para la simulación como resultado final se hace a través de PLCSIM para la parte del PLC y la interfaz HMI se simula con WinCC RT Start; básicamente es una simulación del PLC con todos sus accesorios en conjunto con un PC con sistema operativo Windows que muestra las pantallas creadas, ambos dispositivos se encuentran enlazados con un cable MPI para la transferencia de información. El resultado obtenido será una compleja simulación como si se tratase en tiempo real, al no existir una conexión al mundo real, hay que introducir manualmente cambios en las variables de E/S del PLC en PLCSIM o si lo permite la interfaz HMI para observar su comportamiento, esto complica aún más la simulación, por fortuna, es posible realizar una grabación en PLCSIM de los cambios en las variables usando una sintaxis bastante sencilla. A pesar de ser una simulación muy básica resulta complicado ejecutar la simulación con datos en tiempo real. La información obtenida será muy valiosa porque permite crear muchas posibilidades de entornos de trabajo que servirán para mejorar la experiencia en el diseño de los controladores o bien depurar el programa.

2.4 Análisis de resultados

Previo al análisis de resultados es necesario definir el procedimiento de simulación y conocer sus limitaciones, a continuación se lista una serie de pasos realizados para hacer posible la ejecución de la simulación.

2.4.1 Diseño en Matlab mejorado.

Se han hecho los ajustes necesarios en el diseño del generador de vapor del capítulo 1, la idea es lograr una simulación vaya acorde a las normas ISA estudiadas anteriormente, el comportamiento termodinámico de la caldera será copiado para que pueda ser simulado en el programa de control del PLC, la lista de cambios realizado es:

1. Control de nivel implementado.

Anteriormente el control del agua de alimentación era en base al volumen de agua contenido en el calderín, el programa Thermolib no tenía un bloque sensor de nivel para el calderín por lo cual se tuvo que implementar uno. A partir del parámetro “state” del bloque “th_Tank” denominado “CALDERIN SUPERIOR” (ver figura 1-27) se pueden obtener los datos necesarios para satisfacer las ecuaciones 2-9 y 2-10, antes hay que definir los límites de operación y asumir algunas características del calderín. De acuerdo a la figura 2-21, si se asume que el transmisor se encuentra a la misma altura del calderín entonces $h_3=0$; en las propiedades del calderín se tiene que el volumen es de 400 m^3 , por simplicidad de cálculo se asume una forma cilíndrica con longitud de 10 m., su diámetro se tomará como la altura de referencia (h_0). Si el volumen del cilindro se determina por:

$$V = \pi \times r^2 \times L \text{ [ec. 2-32]}$$
$$r = \sqrt{\frac{400 \text{ m}^3}{10 \text{ m} \times \pi}} = 3.56825 \text{ m}$$

Entonces la altura de referencia será de $h_0=7.1365 \text{ m}$, los límites de operación se establecen con un margen de 10% y 90%, es decir que: $h_2 = 0.71365 \text{ m}$ y $h_1 = 6.42285 \text{ m}$, se hacen coincidir con el transmisor de nivel de modo que para un nivel de 0% : h_2 y nivel de 100% : h_1 , la interpolación se hace en Matlab con el bloque “Look Table”, la figura 2-46 muestra el ingreso de los márgenes de operación.

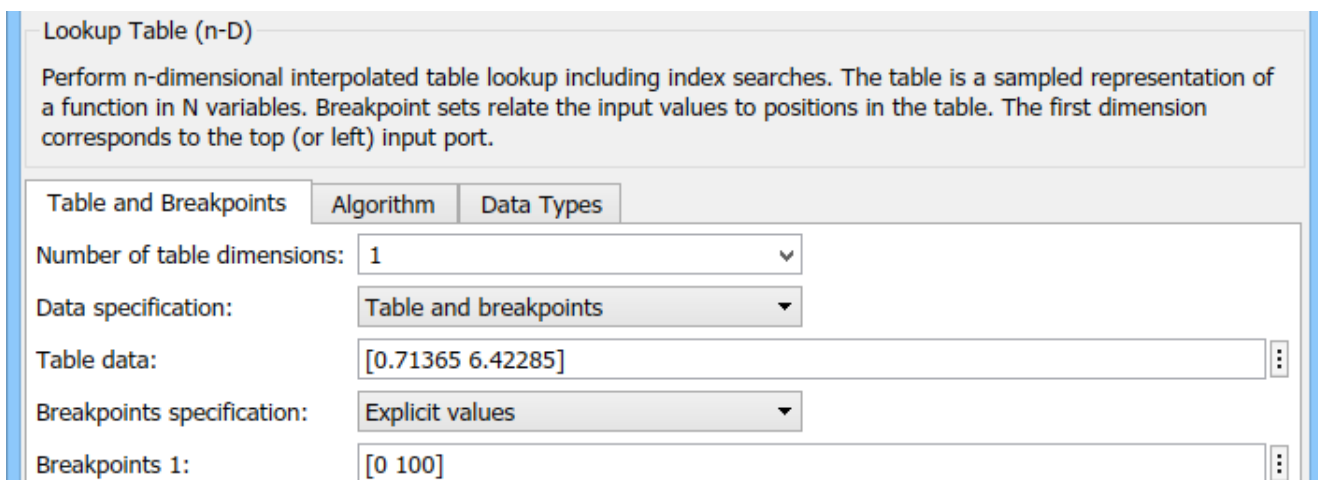


Figura 2-46: Interpolación altura:nivel(Fuente: propia).

Los valores de densidad en la parte del líquido, gases y total pueden consultarse simulando una presión constante, si se establece que para $P_c=2\text{Mpa}$ el nivel debe ser del 50%; interpolando en altura se tiene que:

$$h_{50\%} = 6.42285 - \left[\left(\frac{100-50}{100-0} \right) \times (6.42285 - 0.71365) \right] = 3.56825 \text{ m}$$

Para una presión de 2MPa en la simulación se consulta la densidad en el calderín:

$$\rho_{\text{líquido}} = 787 \text{ kg/m}^3, \rho_{\text{gaseoso}} = 9.854 \text{ kg/m}^3 \rho_{\text{total}} = 29.28 \text{ kg/m}^3$$

Entonces se aplica la ecuación 2-11:

$$P_{cr} = (0 + 7.1365) \text{ m} \times 29.28 \text{ kg/m}^3 \times 9.78 \text{ m/s}^2 = 2043.5967 \text{ Pa}$$

Y para P_n puede aplicarse ecuación 2-9 o 2-10:

$$P_n = 2 \text{ Mpa} + (3.56825 \text{ m} \times 787 \text{ kg/m}^3 + (7.1365 - 3.56825) \times 9.854 \text{ kg/m}^3) \times 9.78 \text{ m/s}^2 = 2.025764615 \text{ MPa}$$

La calibración en el transmisor debería de ser:

$$50\%: (2.027808201 - 0.0020435967) = 2.025764615 \text{ MPa}$$

El mismo procedimiento se repite si se establece que $P_c=3\text{Mpa}$ el nivel debe ser del 72%:

$$h_{72\%} = 6.42285 - \left[\left(\frac{100-72}{100-0} \right) \times (6.42285 - 0.71365) \right] = 4.824274 \text{ m}$$

Simulando a 3MPa:

$$\rho_{\text{líquido}} = 751 \text{ kg/m}^3, \rho_{\text{gaseoso}} = 14.71 \text{ kg/m}^3 \rho_{\text{total}} = 33.11 \text{ kg/m}^3$$

$$P_{cr} = (0 + 7.1365) \text{ m} \times 33.11 \text{ kg/m}^3 \times 9.78 \text{ m/s}^2 = 2310.911457 \text{ Pa}$$

$$P_n = 3 \text{ Mpa} + (4.824274 \text{ m} \times 751 \text{ kg/m}^3 + (7.1365 - 4.824274) \times 14.71 \text{ kg/m}^3) \times 9.78 \text{ m/s}^2 = 3.035765 \text{ MPa}$$

La calibración en el transmisor debería de ser:

$$72\%: (3.035765 - 0.002310911457) \text{ MPa} = 3.033454965 \text{ MPa}$$

Esta es una forma de como calibrar el transmisor, las lecturas de densidad se han tomado en un estado estable, en estado transitorio las lecturas serán variables por lo cual el controlador PID se encargara de compensar las variaciones hasta estabilizar el sistema, se pudieron haber asumido otros valores para calibrar el transmisor de nivel y ser correctas, trabajar en niveles de 50% a 72% son valores óptimos para el sistema, por debajo de ese rango el sistema responde de forma lenta y pueden haber más pérdidas, por otro lado, arriba de ese rango el sistema puede ser totalmente inestable y aumentar el porcentaje de humedad en el vapor sobrecalentado. Como se tiene la intención que el sistema sea fijo a un nivel de 50% se calibro a ese nivel, sin embargo el sistema es capaz de interpolar perfectamente por debajo de ese limite durante la simulación, para ello se uso un segundo bloque “Look Table” para poder interpolar. La figura 2-47 muestra la configuración del bloque con los parámetro calculados.

El bloque final “Nivel Calderín” se muestra en la figura 2-48, se incluye el control de nivel, el elemento final de control es el flujo de agua de alimentación, por lo que hace falta algunos ajustes en los controladores como se verá a continuación.

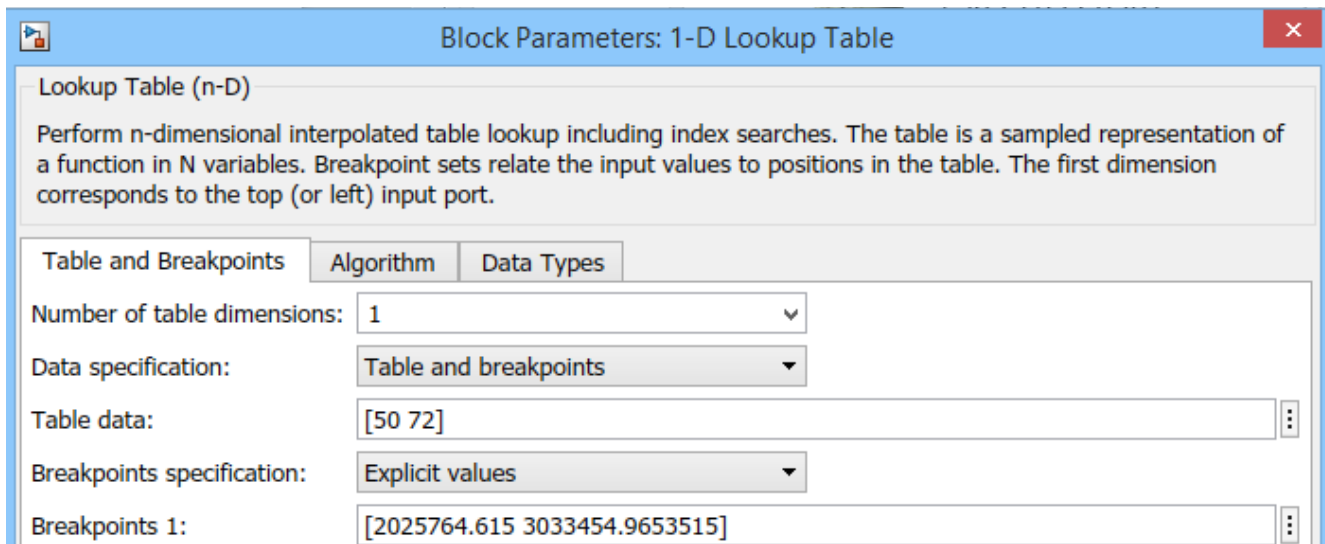


Figura 2-47: Interpolación nivel:presión (Fuente: propia).

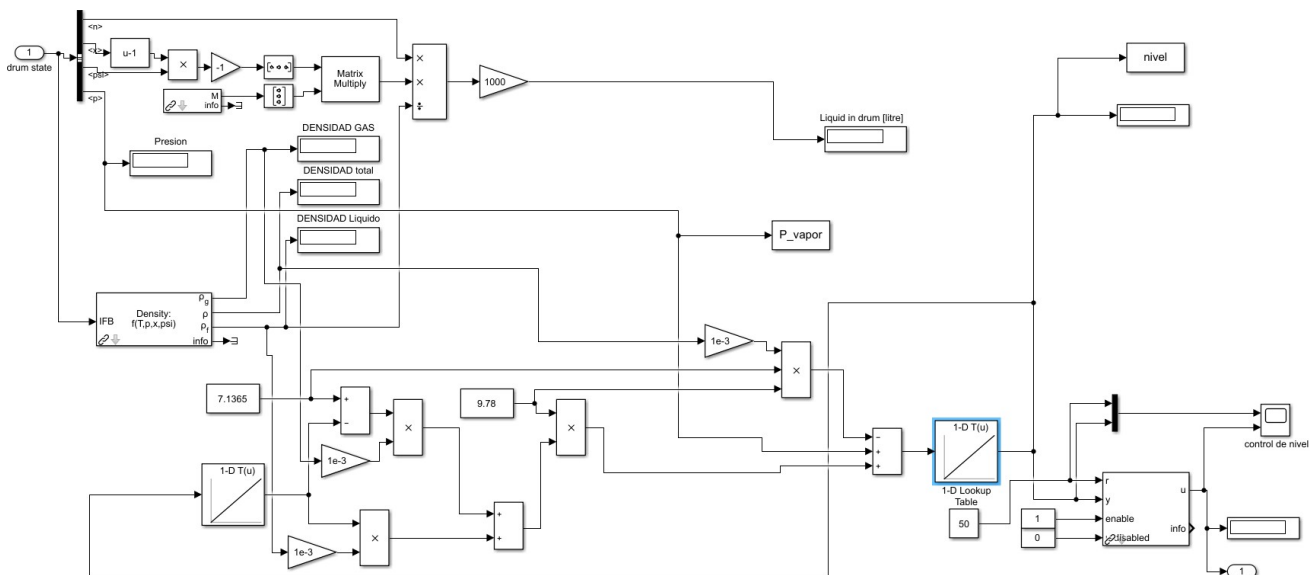


Figura 2-48: Vista interna del bloque “Nivel del calderín” (Fuente: propia).

2. Ajuste en los controladores.

El ajuste en los controladores incluye controladores adicionales como el controlador de los elementos de agua y vapor en control a tres elementos, el controlador de presión en el hogar y el control del punto de rocío; para este control se tomo como referencia la figura 2-19. y para el control de presión en el hogar la figura 2-14. Otro ajuste realizado fue la inclusión de operadores matemáticos que en su mayoría son operaciones de suma y raíz cuadrada tal como lo sugieren los diagramas visto a lo largo del capítulo. Con estos pequeños cambios se tuvo que volver a sintonizar los controladores ajustando las ganancias K_p , K_i y K_d . Es importante recordar estos valores pues deberán ser replicados en el sistema de control del PLC. La tabla 2-13 muestra el resumen de como quedan los parámetros de los controles PID.

Lazo de control	K_p	K_i	K_d	Lim. Superior	Lim. Inferior
Nivel	34.4887	19.242	15.247	33.67544	0
Agua	0.1	15	-	40	0
Temp. Vapor	-0.01	20	-	100	1
Temp. Economizador	4.4072	4.407	-	1	0
Combustible	0.1	20	-	80	1
Presión Hogar	4.4072	4.407	-	1	0

Tabla 2-13: Parámetros de los controladores

3. Adquisición de datos.

El bloque “To Workspace” es capaz de almacenar cualquier variable en el espacio de trabajo de Matlab después de haber ejecutado una simulación; esta será una herramienta muy útil para exportar los datos obtenidos; se han insertado 8 bloques para la adquisición de datos, después de cada simulación habrán 8 variables en el espacio de trabajo de Matlab con los nombres de: “entrada_pv_nivel”, “salida_vapor”, “entrada_agua”, “entrada_presion_vapor”, “entrada_T_sobre”, “entrada_T_econo”, “entrada_presion_hogar”, “CTRL_DAMPER”.

Aunque parezca poco, durante la simulación se debe hacer todo un proceso de calculo de manera iterativa hasta el tiempo establecido de 2800 segundos. Recordando que es solo una parte de todo el proceso termodinámico analizado por Thermolib por lo que resultaría imposible realizar una simulación en tiempo real para toda la planta, por esa razón es necesario grabar algunos datos importantes para ser analizados posteriormente.

2.4.2 Grabando simulación.

La función “Grabar/Reproducir” en PLCSIM permite grabar o reproducir una serie de cambios de datos asignadas a las direcciones. Cuando se graba en PLCSIM se crea un archivo de texto plano que registra todos los cambios realizados, el archivo contiene el siguiente formato:

```

“tiempo”      SET   “dirección”  “valor”
“tiempo”      SET   “dirección”  “valor”
...
“tiempo”      SET   “dirección”  “valor”
    
```

Donde “tiempo” define la duración en milisegundos antes de producirse otro cambio, “dirección” es la variable del PLC y “valor” es el dato a ingresar. Como ejemplo, se desea que las variables Tag_1 y Tag_2 pasen de 0 a 1 y que mantenga el estado durante 1 segundo. Consultando la tabla 2-11, las variables tienen la dirección de: %M10.0 y %M10.1, una opción se graba la simulación desde PLCSIM, otra forma más elegante sería editando un archivo con extensión .TXT lo siguiente:

```

1000 SET M10.0 0
1000 SET M10.1 0
1000 SET M10.0 1
1000 SET M10.0 1
    
```


Para probar se carga el archivo desde PLCSIM y se reproduce, si la grabación se hizo por el método anterior el archivo ya está cargado y deberá ser guardado para poder ser reproducido en otra sesión.

Para los datos obtenidos en los bloques “To Workspace”: “entrada_pv_nivel”, “salida_vapor”, “entrada_agua”, “entrada_presion_vapor”, “entrada_T_sobre”, “entrada_T_econo”, “entrada_presion_hogar”, “CTRL_DAMPER”, corresponden las direcciones de: %MW12, %MW16, %MW14, %MW66, %MW18, %MW20, %MW60 y %MW54 respectivamente (consultar tabla 2-11).

En el PLC, estos datos son del tipo entero “INT” y pasan por la instrucción SCALE en el programa Main[OB1], la instrucción convierte el entero del parámetro IN en un número de coma flotante que se escala en unidades físicas entre un límite inferior y uno superior. Los límites inferior y superior del rango de valores en el que se escala el valor de entrada se definen mediante los parámetros LO_LIM y HI_LIM. El resultado de la instrucción se devuelve en el parámetro OUT.

La instrucción "Escalar" utiliza la siguiente ecuación:

$$OUT = [((FLOAT (IN) - K1) / (K2 - K1)) \times (HI_LIM - LO_LIM)] + LO_LIM \text{ [ec. 2-33]}$$

El estado lógico del parámetro BIPOLAR determina los valores de las constantes "K1" y "K2". El parámetro BIPOLAR puede tener los siguientes estados lógicos:

- Estado lógico "1": Supone que el valor del parámetro IN es bipolar y que está comprendido en un rango de valores entre -27648 (para 4mA) y 27648 (para 20mA). En este caso, la constante "K1" tiene el valor "-27648.0" y la constante "K2", el valor "+27648.0".
- Estado lógico "0": Supone que el valor del parámetro IN es unipolar y que está comprendido en un rango de valores entre 0 (para 4 mA) y 27648 (para 20mA). En este caso, la constante "K1" tiene el valor "0.0" y la constante "K2", el valor "+27648,0".

Como ejemplo, se desea saber que valor de entrada equivale cuando la salida (OUT) del sensor de nivel es de 50% , asumiendo que el parámetro IN es bipolar (%M0.0 = 1) y los límites de operación son de: LO_LIM = 0 y HI_LIM=100, ajustando la ecuación 2-33 se tiene que:

$$IN = \frac{[OUT - LO_LIM] \times [K2 - K1]}{HI_LIM - LO_LIM} + K1 = \frac{[50] \times [27648 + 27648]}{100} - 27648 = 0$$

Entonces para tener un valor 50 a la salida, la entrada debe ser 0 y de esa misma forma tiene que aplicarse la ecuación 2-33 para todos los datos obtenidos. Si la simulación en MatLab/Simulink está programada para 2800 segundos quiere decir que en el espacio de trabajo se creará la variable “entrada_pv_nivel” con 2800 mediciones y así sucesivamente para las 8 variables restantes. Una forma en que PLCSIM pueda fácilmente registrarlas como si fuera en tiempo real sería dividiendo 1 segundo por el número total de variables es decir que:

$$tiempo = \frac{1000ms}{8} = 125ms$$

Del ejemplo anterior si fuera a grabarse, la instrucción sería:

```
125 SET MW12 0
```

Si se creara un archivo que contenga los datos generados se tendría un total de 2800*8=22400 líneas de instrucciones con un tiempo de 125 ms cada una, parece una ardua tarea editar un archivo así o imposible de realizar una grabación tan precisa. Por fortuna se puede aprovechar las características de MatLab para crear un archivo que contenga el siguiente código:

```
1. nivel_scale=round ( (entrada_pv_nivel./100).*2.*27648-27648);
2. vapor_scale=round ( (salida_vapor./100).*2.*27648-27648);
3. agua_scale=round ( (entrada_agua./52).*2.*27648-27648);
4. p_vapor_scale=round((entrada_presion_vapor./(3.5e6-5.5e5)).*2.*27648-
27648);
5. t_vapor_scale=round ( (entrada_T_sobre./ (1000-28)).*2.*27648-27648);
6. t_econo_scale=round ( (entrada_T_econo./ (1000-28)).*2.*27648-27648);
7. p_hogar_scale=round ((entrada_presion_hogar./ (1e5-100)).*2.*27648-27648);
8. damper_vtf_scale=round ( (CTRL_DAMPER./1).*2.*27648-27648);
9. dim=size (entrada_pv_nivel,1);
10. fileID=fopen ('grabacion.txt','w');
11. for k=1:dim
12.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW12', nivel_scale
(k));
13.     fprintf(fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW14', agua_scale(k));
14.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW16', vapor_scale
(k));
15.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW66', p_vapor_scale
(k));
16.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW18', t_vapor_scale
(k));
17.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW20', t_econo_scale
(k));
18.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW60', p_hogar_scale
(k));
19.     fprintf (fileID,'%d\t%s\t%s %d\r\n', 125, 'SET', 'MW54',
damper_vtf_scale (k));
20. end
21. fclose (fileID);
22. save entrada_pv_nivel;
23. save salida_vapor;
24. save entrada_agua;
25. save entrada_presion_vapor;
26. save entrada_T_sobre;
27. save entrada_T_econo;
28. save entrada_presion_hogar;
29. save CTRL_DAMPER;
30. clear all;
31. clc;
```

Como condición para que se ejecute con éxito el programa la primera vez, se debe correr antes la simulación del generador de vapor para que existan las 8 variables a escalar, al final del programa las variables se guardan con el comando “save” y se crea un archivo llamado “grabacion.txt”, si se inicia una nueva sesión en MatLab bastará con cargar las variables para correr el programa de nuevo. Cada vez que se realiza un cambio en la simulación de la planta generadora será necesario volver a ejecutar el código para generar un archivo de grabación con los datos actualizados.

2.4.2 Simulación final

Podría hacerse un capítulo entero dedicado solo en presentar las simulaciones realizadas en el conjunto Matlab/PLCSIM solo con modificar algunos parámetros de entrada, hasta ahorita de las simulaciones obtenidas se verificará que el diseño en este capítulo ha mejorado comparado con el diseño anterior y se comprobará el desempeño de la interfaz HMI.

Un buen indicador que todo el sistema es estable sería el diagrama T-S del ciclo Rankine (figura 2-49), a la planta se le añadieron más elementos de control y se modificaron algunos parámetros, aun así la planta se mantuvo operativa todo el ciclo.

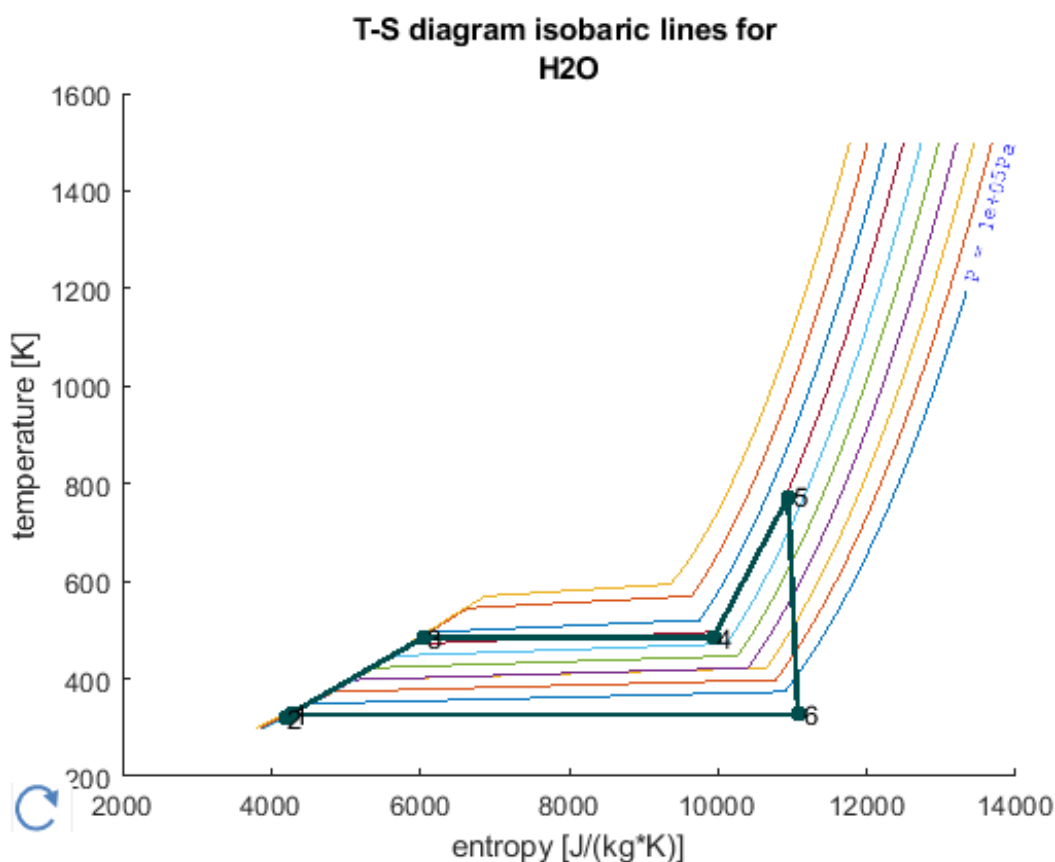


Figura 2-49: Diagrama T-S (Fuente: propia)

La curva de nivel que se muestra en la figura 2-50. Se asume que el inicio corresponde a la transferencia del sistema Manual/Automático, es decir que el sistema se controla manualmente durante el inicio y una vez sea estable entra a modo automático, esta transferencia provoca que el sistema oscile durante un tiempo hasta volver a ser estable. En este diseño mejorado, la máxima desviación que tiene es de aproximadamente 59% y el tiempo en restablecer es de 1500 s. (25min), son marcas más que aceptables, pues la medida de nivel nunca llega al límite para entrar en estado de alarma. En todo generador de vapor o caldera, el nivel en el calderín siempre será de mayor importancia que el resto de parámetros, cualquier fallo, error o desviación en su valor configurado puede ocasionar terribles tragedias como la explosión del dispositivo o gasto excesivo en el combustible si el sistema responde de manera muy lenta.

Los resultados indican que el sistema es capaz de simular condiciones estables de operación. Se pasa a ejecutar el archivo “grabacion.m” para generar el archivo a reproducir en PLCSIM y se inicia el programa de interfaz HMI en WinCC RT como si se tratase de un inicio de operaciones. La figura 2-51 muestra una ventana para ingresar credenciales de usuario, por seguridad al inicio del programa todo el sistema inicia en estado manual con el fin de evitar una transferencia manual/automática no deseada, la figura 2-52 muestra como luce la pantalla de configuración cuando todo el sistema se encuentra en modo manual, antes de realizar la transferencia se deben ajustar debidamente los parámetros desde los controles PID hasta las guardas del sistema de ventilación.

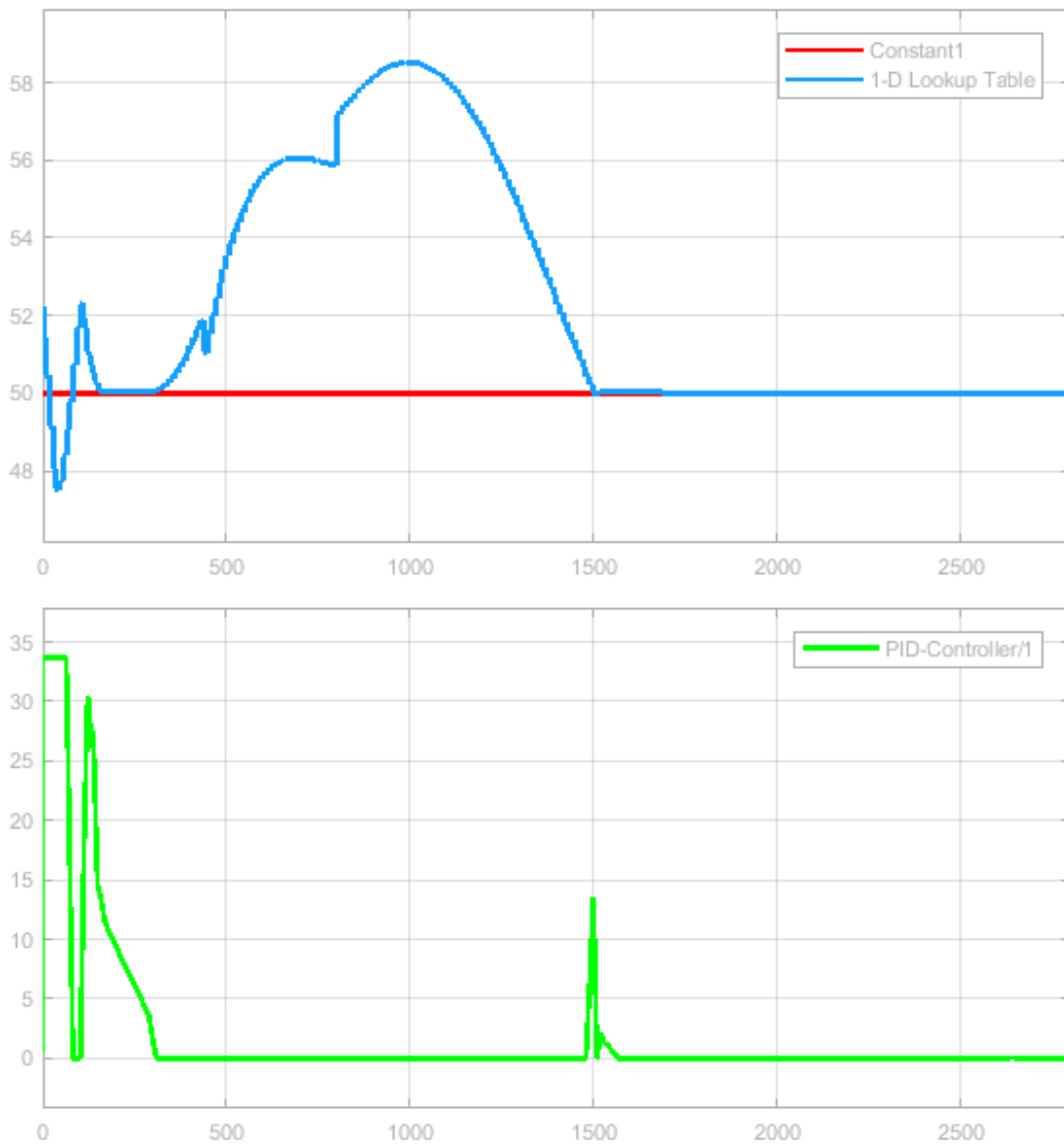


Figura 2-50: Curva control de nivel (Fuente: propia).

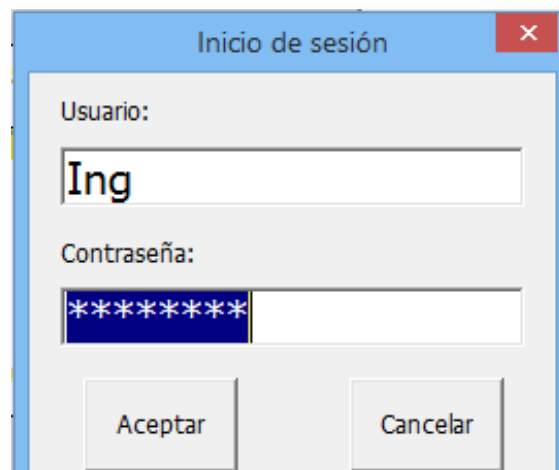


Figura 2-51: Ingreso de usuario (Fuente: propia).

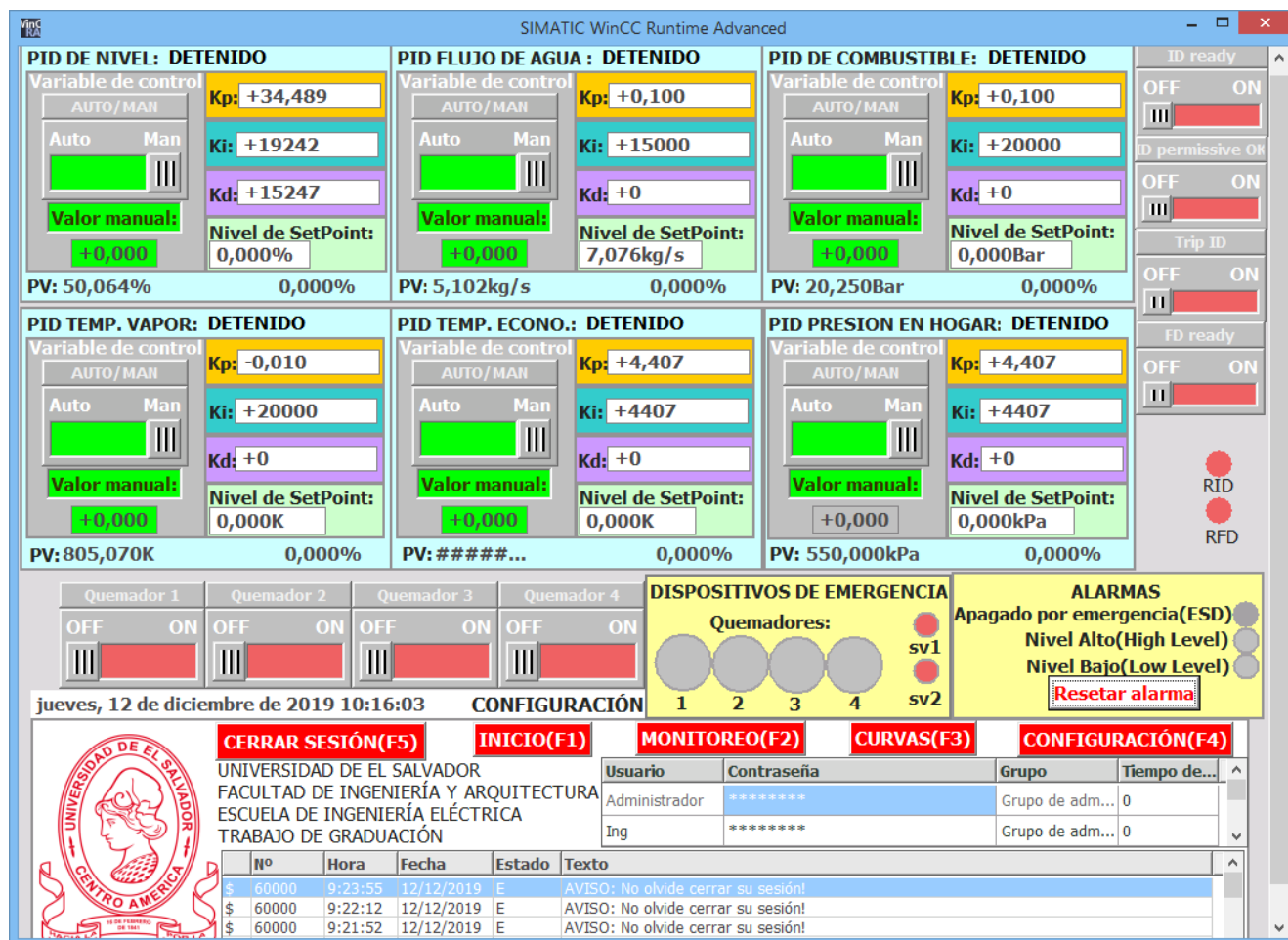


Figura 2-52: Sistema de control en modo manual (Fuente: propia).

Hasta acá, solo se ha mostrado la simulación de proceso totalmente manual, para verificar el funcionamiento del sistema automatizado, se ajustan los valores de SET POINT, los parámetro: K_P , K_I y K_D , se activan las guardas del sistema de ventilación, se pasan todos los controles a modo automático, se carga el archivo “grabacion.txt” (figura 2-53) y se reproduce.

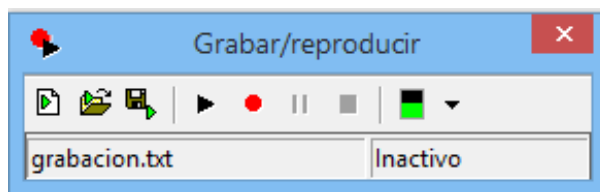


Figura 2-53: Archivo cargado a PLCSIM (Fuente: propia).

Por ser una simulación en tiempo real, la reproducción tarda alrededor de 2800s. (o casi 47 min.), como muestra de la reproducción la figura 2-54 muestras parte de las curvas generadas durante la reproducción, son tres graficas que muestran la medida de nivel, flujo de agua y flujo de vapor.

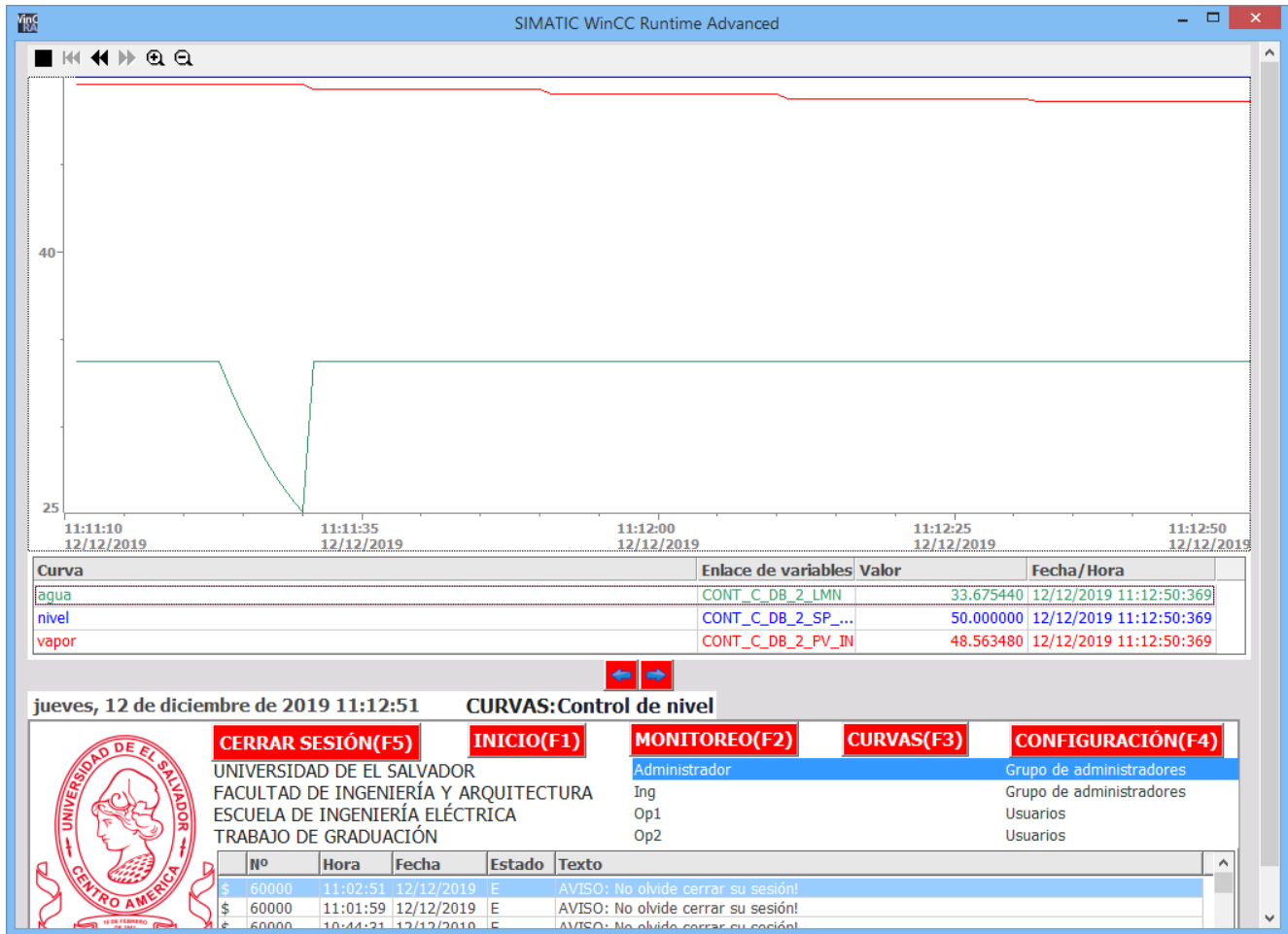


Figura 2-54: Curvas en un instante de la simulación (Fuente: propia).

Una forma rápida de verificar que las curvas han sido generadas correctamente es verificando la instrucción “SCALE”, en la figura 2-55 se muestra el valor a la salida de nivel es de 50 cuando la entrada es 0, tal como se había calculado en el ejemplo anterior.

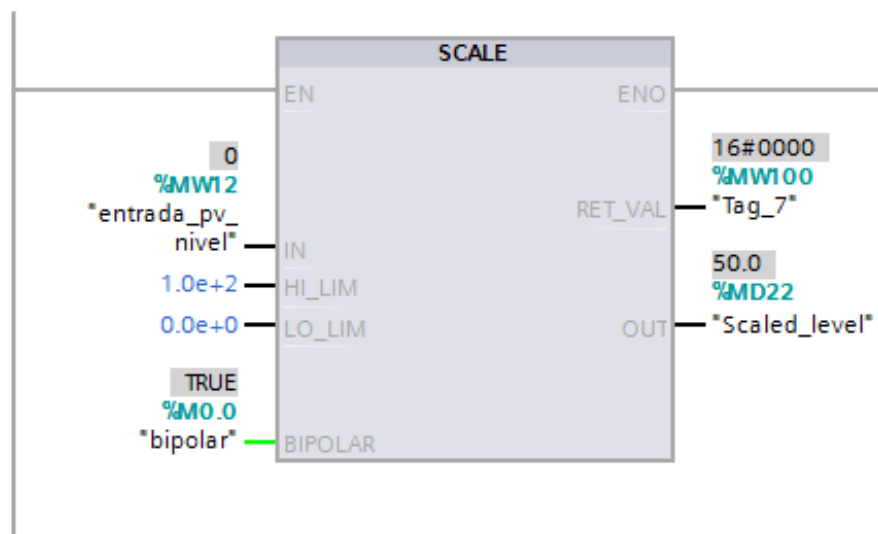


Figura 2-55: Bloque SCALE, nivel 50% (Fuente: propia).

Finalmente se comprueba el estado de los monitores ante una estado de emergencia, esto se hace de forma manual desde PLCSIM editando los valores de la variable “entrada_pv_nivel” . En la figura 2-56 se ajusto el nivel a 0% para demostrar que el sistema se apaga tal como lo programado, el apagado consiste en desactivar las salidas y se muestra en la pantalla el estado de las válvulas.

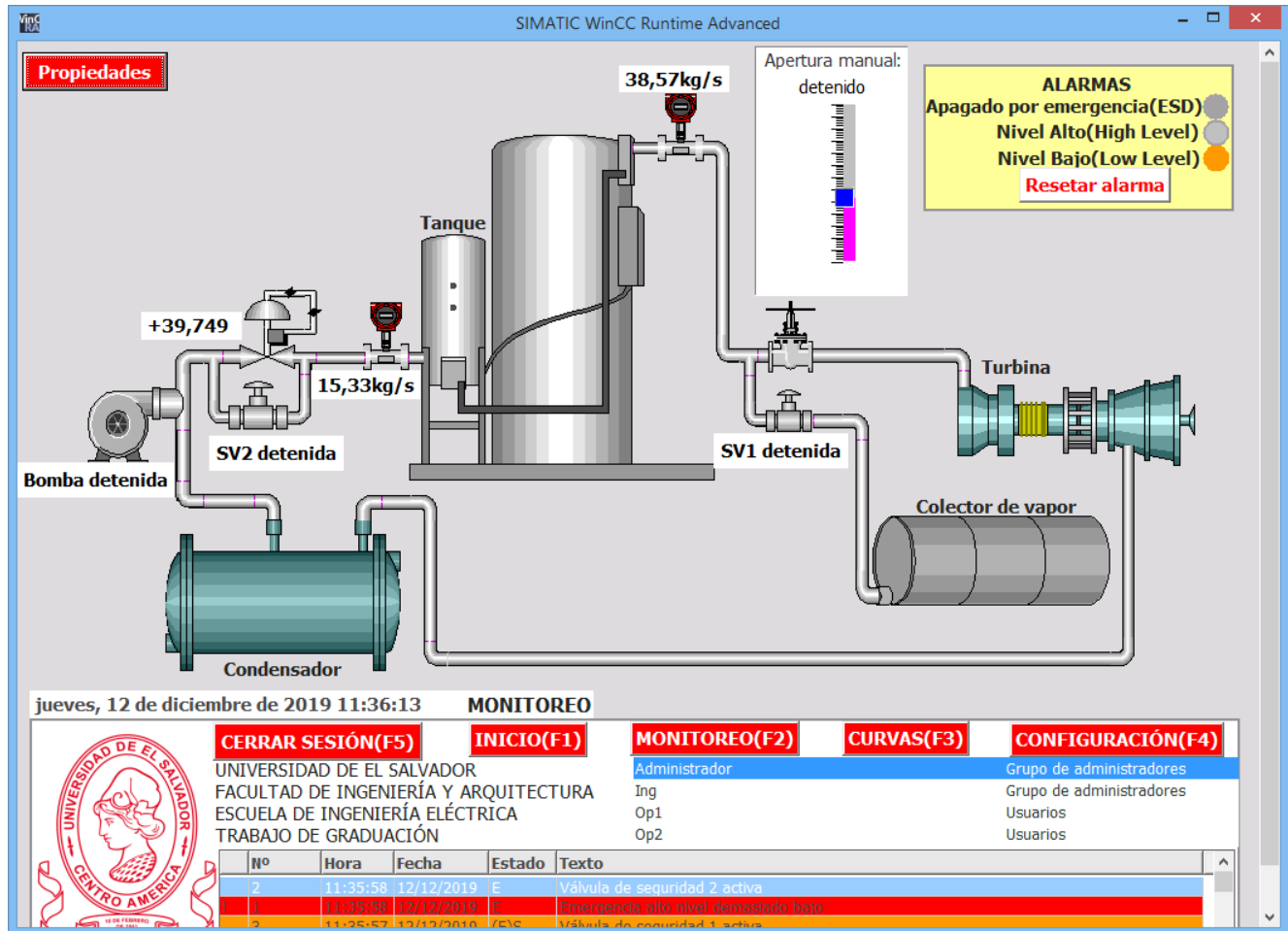


Figura 2-56: Muestra Estado de emergencia (Fuente: propia).

Para verificar un estado de nivel alto, se ajusta el nivel a 78.13% y se comprueba con la figura 2-57 que el combustible principal ha sido deshabilitado (es decir deja de alimentar bagazo) y se activan los 4 quemadores para reducir el nivel a valores normales de operación.

Los resultados mostrados hasta ahora parecen bastante sencillos pero son de mucha utilidad para cualquier operador de caldera, con todo lo desarrollado hasta acá, el proyecto es capaz ejecutar perfiles de operación más complejos como cambiar las características del bagazo, ajustar los parámetros de los controladores, ajustar los niveles de alarmas, cambiar limites de operación en los transmisores y muchos otros ejemplos

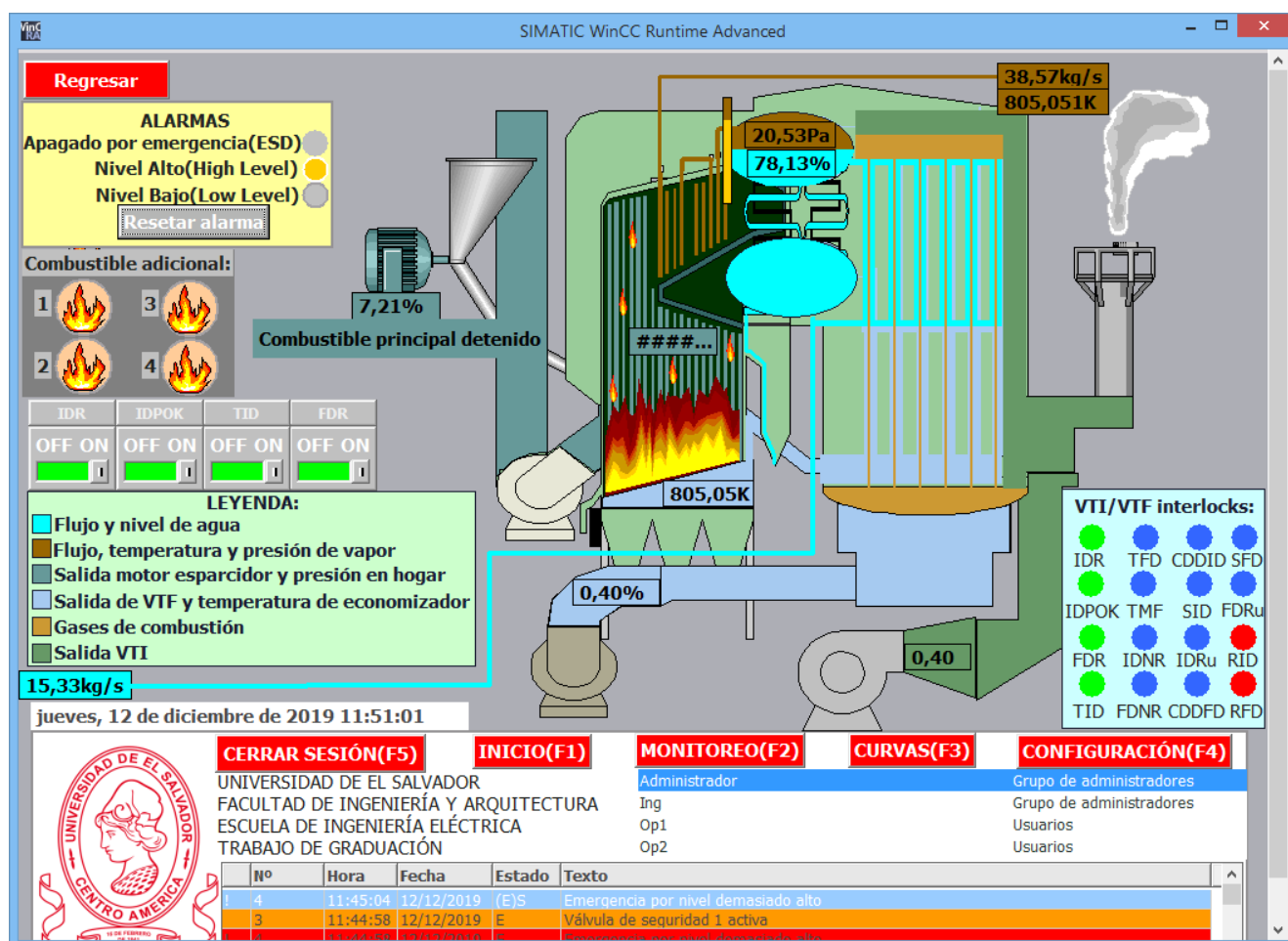


Figura 2-57: Estado de alarma por nivel alto (Fuente: propia).

2.5. Bibliografía

- [1] ANSI/ISA-77.20-1983, Fossil Fuel Power Plant Simulators- Functional Requirements
- [2] ANSI / ISA –5.1-1984 (R1992): Instrumentation symbols and identification.
- [3] ISA3.ISA-S5.3-1983, Símbolos gráficos para control distribuido, instrumentación de desplegados compartidos, sistemas lógicos y computarizados.Edit. ISA, 1983
- [4] ANSI/ISA-S5.4-1991, Diagramas de lazo de instrumentación.Edit. ISA, 1991
- [5] ANSI/ISA S5.5-1985, Símbolos gráficos para desplegados de proceso.ISA, 1985
- [6] SAMA RC22-11-1966 (R1973), Functional Diagramming of Instrument and Control Systems.
- [7] SAMA PMC 22.1-1981, Functional Diagramming of Instrument and Control Systems.
- [8] J. Acedo Sánchez: “Control avanzado de procesos. Teoría y práctica”, Instituto Superior de Energía, Ediciones Diaz de Santos

- [9] *The Study of Boiler Control System of Water Level of Steam Drum Based on New Immune PID Controller*, by Zhou Li & Sun Xia, (2011 Second International Conference on Digital Manufacturing & Automation).
- [10] Sam G. Dukelow: *“The Control Of Boilers”*, 2nd Edition, 1991 by ISA- The Instrumentation, Systems and Automation Society.
- [11] S.A. Klein, F.L. Alvarado: *“Steam_IAPWS”*, 1995 by The International Association for the Properties of Water and Steam (IAPWS).
- [12] UNE-EN ISO 5167-1:2003, *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular cross-section conduits running full – Part 1*.
- [13] Richard W. Miller: *“Flow measurement engineering handbook”*, McGraw Hill Book Company.
- [14] Leeland K. Spink: *“Principles and practice of flowmeter engineering”*, 9th Edition, The Foxboro Company.
- [15] Hugot E.: *“Handbook of Cane Sugar Engineering”*. Elsevier 1986, 3º edit
- [16] Barroso Jorge et al: *“On the optimization of boiler efficiency using bagasse as fuel” –Fuel (82) 2003, 1451-1463. Edit.Elsevie*
- [17] G.F. Jerry Gilman: *“Boiler control systems engineering”*, 2005 by ISA- The Instrumentation, Systems and Automation Society.
- [18] Carlos O. Alderetes: *“Calderas a Bagazo”*, Argentina,2016.
- [19] Kanury Anjaneya: *“Introduction to Combustion Phenomena”*. Edit.Gordon and Breach Science Publishers, 1975.
- [20] SIEMENS: *“Scaling and Unscaling Analog Values”*. V1.0 2006

CAPÍTULO III: Factibilidad económica

3.1 Presupuesto de inversión.

3.1.1 Antecedentes: inicios de la industria energética.

La invención de la caldera de generación de vapor inicia a finales del siglo XVIII y principios del XIX con la caldera tipo hervidor, que simplemente hervía el agua hasta convertirla en vapor. El agua se vertía en un recipiente sobre el fuego y luego se hervía para obtener el vapor. No obstante fue hasta alrededor de 1867, con el desarrollo de la caldera de convección, que comenzó la verdadera industria de la generación de vapor.

Aún se debate quién desarrolló la primera caldera de generación de vapor; sin embargo, la mayoría estará de acuerdo en que George Babcock y Steven Wilcox fueron dos de los padres fundadores de la caldera de generación de vapor^[1]. Fueron los primeros en patentar el diseño de su caldera, que utilizaba tubos dentro de una estructura de paredes de ladrillo para generar vapor, en 1867, y formaron la empresa Babcock & Wilcox Company en la ciudad de Nueva York en 1891. Sus primeras calderas eran bastante pequeñas, usaban carbón en trozos se quemaban manualmente y funcionaban a una tasa de transferencia de calor muy baja. Las paredes de ladrillo sólido que formaban el recinto de la unidad eran necesarias porque ayudaban al proceso de combustión al volver a irradiar el calor al área del horno.

Sin embargo, George Babcock y Steven Wilcox no fueron los únicos fabricantes de calderas a finales del siglo XIX. Compañías como La Grieve Grate y American Stoker también fabricaban calderas con un diseño similar al de paredes de ladrillo. Ambas usaban una rejilla como transporte o un tornillo sin fin en la parte inferior de la caldera para transportar el combustible (carbón en trozos) a través del interior de la caldera. A medida que el combustible viajaba por el interior de la caldera, se quemaba y las cenizas o el combustible sin quemar caían en una tolva. Estas dos compañías más tarde se aliaron en una sola compañía: Combustion Engineering.

Para 1912 la nueva Compañía Combustion Engineering ofreció su versión de las calderas serie “E”. Con ello se iniciaba el nacimiento de la industria energética, nuevos tipos de calderas y empresas de calderas, se formaron empresas de servicios públicos en todo el país para generar y distribuir electricidad a los mercados industriales y residenciales. Muchas ciudades y pueblos tenían su propia compañía de servicios públicos o eléctrica. Las ciudades más grandes tenían numerosas compañías de servicios públicos dispersas por la ciudad debido a la limitada cantidad de presión de vapor que cada caldera y generador eléctrico podía producir (en promedio, aproximadamente 50.000 libras de vapor por hora por caldera).

Para este tiempo había muchas más compañías que fabricaban calderas: Riley Stoker, Foster Wheeler, Erie City, Zurn, Nebraska, Peabody, Keeler, Union Iron Works, y The Trane Company (por nombrar sólo algunas), siendo las dos más grandes por ventas la Compañía Babcock & Wilcox y Combustion Engineering. Cada una de ellas tenía sus propios diseños de calderas de pared de tubos sueltos con múltiples tipos de calderas dependiendo de la capacidad requerida. Para ahorrar en costos de ingeniería, cada compañía de calderas desarrolló una línea de calderas. Por ejemplo, Babcock & Wilcox desarrolló las calderas radiantes o de potencia: RBC (Caldera Radiante tipo

Carolina, nombrada después del primer contrato para Carolina Power and Light) para carbón, RBE (Caldera Radiante El Paso, nombrada después del primer contrato para El Paso Electric) para petróleo y gas, la SPB (Caldera de Poder Stirling) para el mercado de servicios públicos, y la caldera SS (Small Stirling) para el mercado industrial.

Era evidente que dentro de la industria de generación de vapor la caldera radiante ha prevalecido como modelo base para diseños mejorados. Entre las características más importantes de la caldera tipo radiante están:

- Desarrollada para servicio en alta presión y temperatura de vapor para Planta Termoeléctrica y de Cogeneración
- Construcción totalmente soldada y no hay uniones de rolado
- No se requiere banco de convección. Todo el vapor se genera en paredes de horno y paso posterior
- Un sólo domo
- Excelente tiempo de respuesta a cambios de carga

Las ventajas de usar una caldera radiante para la generación de vapor se puede resumir en la siguiente lista:

- Uniones soldadas entre domo y tubos
- Tubos de bajada no calentados
- Altura no-limitada del horno
- Sobrecalentador convectivo, baja temperatura de metal
- Toda la superficie auto-drenable
- Acceso fácil para reparación
- Uso mínimo de refractario
- Economizador integrado envolvente a la caldera
- No se acumulan las cenizas
- Presión de vapor sin limitación
- Excelente tiempo de respuesta a demanda de cambio de carga debido a menor volumen de agua contenida en caldera
- Alta confiabilidad en operación debido a circulación totalmente positiva por bajante no-calentado e inexistencia de banco.
- Facilidad en mantenimiento debido a accesibilidad total a cualquier parte de la caldera
- Alta disponibilidad debido a ausencia de uniones de rolado

- Menos necesidad de mantenimiento debido a uso mínimo de refractario y nula acumulación de hollín.

Por otro lado, Combustion Engineering patentó modelos de calderas de recalentamiento radiante llamadas VU-40 y VU-50 (VU como unidad vertical) tanto para el mercado de servicios públicos como para el industrial. Las capacidades de vapor de estas calderas radiantes oscilaban entre 400.000 y 1.000.000 de libras de vapor por hora. Un modelo alternativo fue la llamada VU-60 y VU-80 y los tipos A y D.

Un resumen de parámetros de las calderas tipo radiantes se muestra en la tabla 3-1:

Tipo de caldera	Unidades	Armadas en campo				Armadas en taller	
		Radiante	VU-40	VU-60	VU-80	Tipo-D	Tipo-A
Capacidad	Lb/h	200-1000	150-1000	100-1000	80-200	100-550	100-300
Presión vapor	PSIG	<2400	<1800	<1800	<1800	<1800	<1800
Temp. Vapor	°F	<1000	<1005	<1005	<955	<950	<950
Combustible	-	Aceite, gas, biomasa, carbón	Aceite, gas, biomasa, carbón	Aceite, gas	Aceite, gas, biomasa	Aceite, gas,	Aceite, gas
Soporte	-	Autosoporte/ colgada	Colgada	Autosoporte	Autosoporte	Autosoporte	Autosoporte

Tabla 3-1: Parámetros típicos de calderas radiantes (Fuente: Cerrey, S.A de C.V^[2]).

3.1.2 Propuesta económica.

Un proyecto de generador de vapor totalmente nuevo implica un complejo proceso de ingeniería, iterativo y multidisciplinario, compuesto de varias etapas que pueden ser asistidas por programas computacionales, que incluyen actividades diversas como: diseños, diagramas, cálculos y simulaciones, que abordan todos los aspectos necesarios para lograr una adecuada armonía entre los detalles que permita la construcción, montaje y operación del equipo. Un proyecto de tal magnitud se desarrolla en diferentes fases o etapas que sirven a diversos propósitos, según se indica en la tabla 3-2:

Etapa del diseño	Propósito
Diseño de propuesta preliminar	Preparación de presupuesto aproximado
Propuesta con detalles de diseño	Preparación de presupuesto competitivo
Diseño final	Ingeniería para detalles de fabricación

Tabla 3-2: Etapas de proyecto generador de vapor (Fuente: Carlos O. Alderetes^[3]).

En las etapas del proyecto existe un diseño preliminar a los efectos de una cotización aproximada para pasar a un diseño y propuesta detallada con el precio definitivo, que una vez aceptado, dará lugar a la ingeniería de detalles para su construcción. Los aspectos abordados en todas las etapas son:

Análisis térmico:

- Balances de masas de la caldera determinando los flujos volumétricos y másicos de aire, gases de combustión, cenizas y de agua-vapor
- Balance de masas en combustión simultánea en caso de usar algún combustible adicional al bagazo
- Balance de energía del equipo, permite conocer las temperaturas y cantidades de calor a transferir entre los distintos componentes
- Determinación de las propiedades termo-físicas de los fluidos que intercambian calor y cálculo de los coeficientes de radiación y convección y de los coeficientes totales de transmisión del calor
- Cálculo y dimensionado del hogar y la superficie radiante
- Cálculo y dimensionado de las superficies de calefacción de los distintos componentes del equipo: tubos pantallas, superficies del sobrecalentador, haz convectivo, economizador y calentador de aire
- Selección y calculo de los aislantes térmicos
- las diferentes pérdidas de energía y las formas de reducirlas.

Análisis fluido dinámico:

- Simular y analizar la distribución de los flujos de aire, gases de combustión, agua y vapor a través de las diferentes secciones
- Optimizar el dimensionado de ductos de aire y gases
- Diseñar y optimizar la inyección y distribución del aire primario-secundario
- Simular, analizar y chequear la adecuada circulación natural del agua a través de los tubos de bajada y paredes de agua del hogar
- Fijar las velocidades de escurrimiento de aire y gases y las caídas de presión a través de las áreas de circulación así como para el agua y vapor
- Estudiar fenómenos de vibración ocasionados por el flujo de fluidos
- Comprobar la ausencia de zonas de probables desgaste erosivo
- Dimensionar los equipos de suministro de aire y evacuación de gases de combustión (ventiladores de aire forzado y de tiro inducido)
- Selección del equipo de agua de alimentación
- Dimensionar los dispositivos de separación y recolección de partículas en gases de combustión
- Dimensionado de la chimenea y su dispersión de partículas

Análisis mecánico:

- Selección de los materiales constructivos con que se fabricarán las distintas partes del generador de vapor previendo las temperaturas de trabajo a las que estarán sometidas y los diferentes mecanismos de desgaste que pudieran estar presentes
- Dimensionar los componentes bajo los diferentes estados de cargas y tensiones que solicitan a estos elementos, tanto estáticas como dinámicas. En este proceso los materiales y su dimensionado estarán condicionados por las temperaturas de trabajo y la fatiga de los mismos
- Revisar las deformaciones y fuerzas resultantes de los efectos térmicos y mecánicos sobre los distintos elementos estructurales y las formas de compensarlas
- Diseñar y dimensionar la forma en que será sustentada la caldera y las demás partes constituyentes (apoyada o suspendida)
- Analizar y comprobar por el método de elementos finitos (Finite Element Method -FEM) la distribución de las temperaturas de las paredes metálicas en zonas críticas y las tensiones que ocasionan
- Establecer las técnicas constructivas de soldadura de los distintos elementos, control de calidad, inspecciones y ensayos según el estándar adoptado
- Cálculo y dimensionado de equipos auxiliares para la alimentación de combustible al hogar.
- Dimensionado de los dispositivos de evacuación de las cenizas del hogar
- Seleccionar los dispositivos de alivio de presión en los distintos componentes que lo requieran (domo, sobrecalentador y economizador)

Análisis civil:

- Cálculo y dimensionado de las fundaciones necesarias
- Cálculo y dimensionado de las estructuras de la caldera y equipos auxiliares
- Verificación a las cargas sísmicas y las acciones del viento
- Aspectos constructivos de las paredes refractarias diversas

Análisis de la instrumentación y control:

- Las variables que serán medidas y registradas
- Variables a ser controladas
- Tipo y filosofía del sistema de control
- Sistema de gestión de quemadores.
- Diagramas de lógica
- Desarrollo de P&ID

- Montaje de instrumentos y típicos de instalación
- Procedimientos de seguridad y alertas

Análisis eléctrico-electrónico:

- Definir los requerimientos de potencias, voltajes, etc de los equipos
- Diagrama unifilar
- Distribución de energía eléctrica a los equipos e instalaciones involucradas
- Diseño y ubicación de tableros de mando y control
- Cuadro general de interruptores de maniobra y protección eléctrica
- Definir los enclavamientos necesarios establecidos en las prácticas operativas para la puesta en marcha y paradas de normales y de emergencia

Análisis ambiental:

- Determinación de los efluentes sólidos, líquidos y gaseosos
- Cálculo y diseño de instalaciones de extracción de cenizas y escorias en las tolvas
- Lavado y separación de cenizas en gases de escape (scrubbers, ciclones, etc)
- Sistemas de recuperación de calor de purgas

Análisis operacional y de seguridad:

- Análisis de riesgos potenciales
- Medidas de prevención de riesgos
- Prácticas de puesta en marcha (startup) y parada del equipo (shutdown)
- Operación normal y recomendaciones principales
- Paradas de emergencias

Análisis de montaje:

- Cronograma de montaje
- Secuencia de armado
- Análisis de interferencias
- Recursos necesarios
- Análisis de riesgo
- Controles y ensayos de calidad

Análisis de calidad/trazabilidad:

- Definición del plan de calidad según requerimientos del código de construcción adoptado

- Establecer las inspecciones y ensayos antes y durante la fabricación del equipo y partes componentes y en el montaje
- Registro de todas las actividades de control de calidad
- Manejo de no conformidades según el sistema de gestión de calidad adoptado

Ensayos de aceptación del equipo:

- Pruebas de rendimiento según el código acordado entre el proveedor y el cliente para comprobar el funcionamiento y el cumplimiento de los parámetros operativos garantizados, tales como la capacidad, rendimiento, temperatura de vapor, etc.

Estas son apenas algunas de las actividades a realizar por los fabricantes para la entrega del equipo al cliente en un tiempo acordado y plazo de garantías, una vez vencido ese plazo, todos los defectos o problemas que puedan surgir pasan a depender exclusivamente del cliente, de ahí la importancia de contar con la mayor información posible para asegurar una adecuada y eficiente operación que se traduce en obtener el mejor desempeño durante el mayor tiempo posible.

Limitados al acceso de mucha información, se decidió como estrategia asumir como proyecto implementar el sistema de control automatizado diseñado en el capítulo 2 en un caldera modelo VU-40. La principal razón es que los resultados obtenidos en la simulación térmica del capítulo 1 pueden ser obtenidos en este modelo de caldera además de su capacidad de operar con diferentes tipos de combustibles principalmente de biomasa (bagazo de caña como principal combustible). Enfocados en el modelo VU-40, algunas características de esta caldera son:

- Capacidad para el quemado de combustibles sólidos como carbón, madera, bagazo de caña, etc.
- Diseño flexible para uso de cualquier tipo de sistema quemado como carbón pulverizado, parrillas transportadoras, fijas o vibratorias.
- Diseño comprobado en un número importante de instalaciones alrededor del mundo.
- Caldera armada en campo, tipo colgada, circulación natural.
- Caldera de dos domos, un solo paso de gases de combustión.
- Aplicable para rangos de capacidad y tipos de combustible necesarios tanto en grandes aplicaciones industriales como pequeñas estaciones de generación eléctrica.
- Puede operar quemando cualquier tipo de combustible: sólido, líquido o gaseoso.
- Construcción modular reduciendo costos y tiempo de montaje en sitio.
- Circulación de agua-vapor positiva gracias a sus tubos bajantes externos no calentados.
- Horno completamente enfriado por agua mediante paneles de tubos soldados y unidos mediante aletas formando membranas.

Las principales partes mecánicas de la caldera y su diseño se muestran en la figura 3-1 y 3-2:

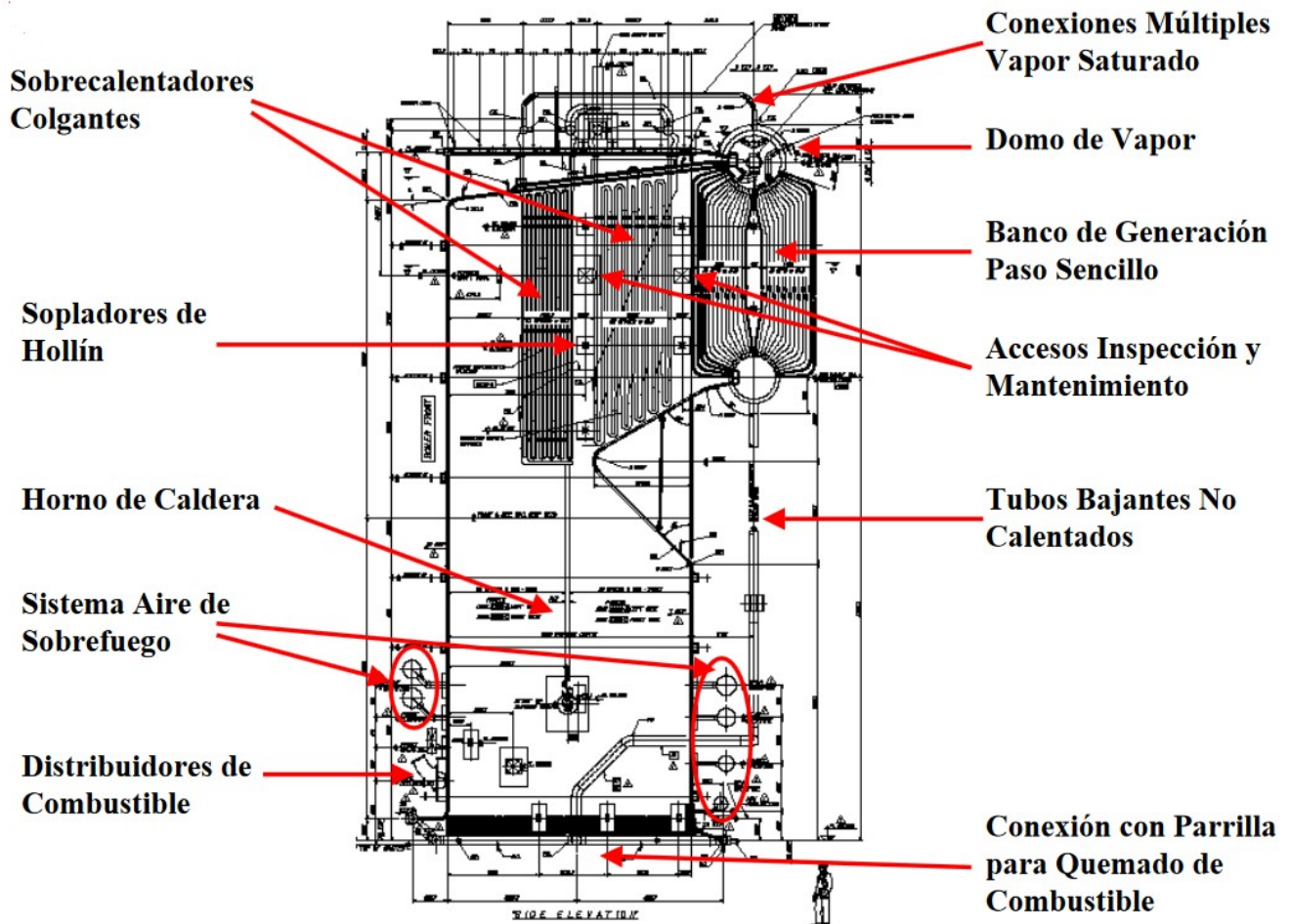


Figura 3-1: Partes mecánicas VU-40 (Fuente: Cerrey, S.A de C.V^[2]).

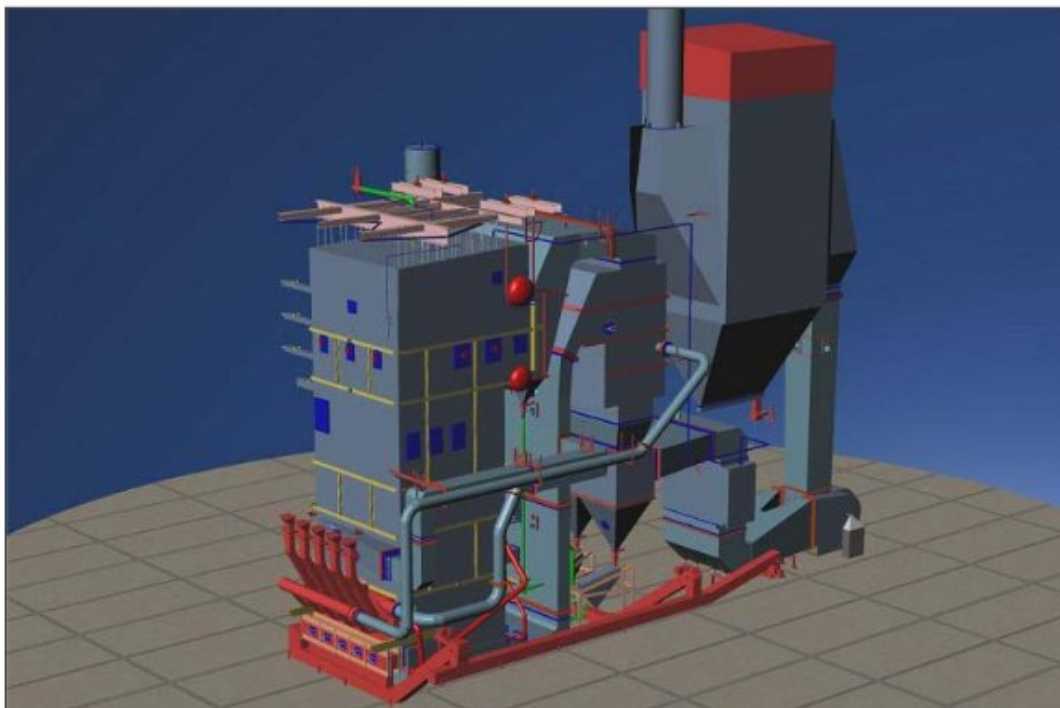


Figura 3-2: Diseño computarizado VU-40 (Fuente: Cerrey, S.A de C.V^[2]).

Para la propuesta económica, se simula una etapa de diseño de propuesta preliminar, en este caso, el trabajo de investigación llevado a cabo representa un presupuesto aproximado del material y equipo a utilizar así como la mano de obra, siguiendo los lineamientos definidos en la tabla 3-2, de ser aprobada la propuesta servirá como base para la propuesta con detalles de diseño.

Lista de materiales:

Producto	Referencia	Cantidad	Precio Unitario + envío[\$]	Importe [\$]
Plc Siemens S7-300	ASIN:B081VSKK2F	1	645.00+61.73	706.73
Siemens PS 307	ASIN:B07YQ3GN1F	1	98.00+63.13	161.13
Siemens DI16	eBay:153087602537	1	511.20+28.00	539.20
Siemens AI2 x12	ASIN:B07BW1115D	1	155.93+00.00	155.93
Siemens AO2 x 12	eBay:283673243436	1	120.00+00.00	120.00
Siemens CP 5612	eBay:113943168406	1	525.00+00.00	525.00
Gabinete Siemens	ASIN:B00QW25GW2	1	277.38+399.56	676.94
Siemens Memory Card	ASIN: B07YL3PCJJ	1	38.00+60.15	98.15
Transmisor de presión	eBay:132894933190	2	1862.59+00.00	3725.19
Transmisor de flujo	ASIN:B07RSCH2G9	2	339.99+15.00	694.98
Transmisor de temperatura	eBay:163656633731	2	399.99+45.00	844.98
Termopar tipo “K”	ASIN:B0142SDKC0	2	29.99+40.94	100.92
Licencia TIA Portal	eBay:223851168515	1	442.69+00.00	442.69
Medidor CO ₂	eBay:153301948662	1	219.99+00.00	219.99
PC completo	Compra local	1	400.00+00.00	400
TOTAL + IVA(13%)				10321.02

Tabla 3-3: Equipo a instalar (Fuente:propia).

Incluyendo los gastos de mano de obra, se considera el salario base de un técnico especializado y un ayudante además se tendrán en cuenta los cargos sociales especificados a continuación:

Cargo social	Porcentaje[%]
Indemnización despido	2
Seguro de accidente	4
Subsidio familiar	2
Subsidio vejez	4
Abono días festivos	9
Días de enfermedad	1
Cargos familiares	2
Gratificación extraordinaria	9
TOTAL	33

Tabla 3-4: Cargos sociales (Fuente: propia).

El salario efectivo se calcula a partir de un salario base más cargos sociales, si la obra del proyecto se ha proyectado para un mes de duración se tiene que:

Puesto	Salario base[\$]	Cargo sociales[\$]	Salario total[\$]
Técnico en automatismo industrial	400	132	532
Auxiliar de mantenimiento industrial	300	99	399
Salario efectivo total			931

Tabla 3-5: Salario efectivo para un mes de duración (Fuente: propia)

Para el presupuesto total, se ha considerado un beneficio industrial del 25% del coste del material por lo que se deduce:

Descripción	Precio[\$]
Costo material a instalar	10,321.02
Beneficio industrial[25%]	2,580.26
Imprevistos[10%]	1,032.10
Costo de personal	931
COSTE TOTAL	14,864.38

Tabla 3-6: Presupuesto aproximado total (Fuente:propia).

Para la etapa del diseño de propuesta preliminar, el presupuesto aproximado total asciende a la cantidad de CATORCE MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y CUATRO dólares con TREINTA y OCHO centavos.

3.2 Evaluación económica.

3.2.1 Cogeneración como Responsabilidad Social Empresarial.

En un ingenio típico, la cogeneración de energía puede ser vista como una iniciativa que contribuya a las actividades de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) como elemento necesario para generación de valor en las empresas. En El Salvador, la percepción que tiene la población con respecto a la imagen empresarial de un ingenio no es buena, como muestra, Alfaro y Gómez comentan que:

“La imagen empresarial actual de los ingenios azucareros no es buena, porque los procesos de producción afectan al medio ambiente, por lo tanto generan contaminación ambiental. Uno de los puntos importante y que establecen un precedente, es su proceso de producción en donde se considera que generan un efecto contaminante irreversible. En el 2001, el Ingenio Chaparrastique fue denunciado por la población y la comunidad universitaria de la Facultad Multidisciplinaria de Oriente de la Universidad de El Salvador, y que señalaba como el principal agente de contaminación de aire en la ciudad de San Miguel, debido a las emisiones de humo que se liberan en tiempo de zafra, y por lo que se exige tecnología y prácticas ambientales adecuada que elimine este tipo de contaminación. Otro aspecto que crea una imagen negativa, es que los ingenios azucareros no dan a conocer las actividades de Responsabilidad

Social que realizan además estas se realizan de manera un poco informal al no contar con una adecuada planificación de los proyectos que se van a ejecutar e indicadores que midan, valores y representen los resultados de estos.” (Alfaro y Gómez, 2008)^[4].

Como autores de este trabajo de graduación, hemos sido testigos como representantes del Ingenio El Angel guardan con recelo datos relacionados con la empresa aun estando comprometidos con carta de compromiso a manejar con discreción nuestra solicitud al acceso de información para el desarrollo de nuestro trabajo de graduación, en ese sentido, nuestra percepción respecto a las practicas de Responsabilidad Económica Social de la empresa no han sido del todo grata. Sin embargo, ingenio El Ángel desde 1977, se ha dado la tarea de un cambio de visión de negocios a una serie de prácticas más sostenibles a una nueva línea de negocios. El ejemplo más claro que ha tenido es el caso del desecho del bagazo de la caña usado actualmente para la cogeneración de energía eléctrica.

Las principales ventajas económicas y medioambientales de la cogeneración de energía en un ingenio están:

- Reducción de pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Aumenta la capacidad de Transmisión de energía al Sistema de Red eléctrica.
- Reducción de costos de mantenimiento y operación.
- Independencia de la red eléctrica y seguridad en el suministro
- Promueve la utilización de Energías Renovables.
- Mejor utilización de recursos energéticos.
- Aumenta la competitividad de la empresa o industria
- Menor contaminación ambiental.

Entre las principales características de la cogeneración de energía se pueden destacar:

- *Alto rendimiento y eficiencia energética:* cuando se aprovecha bien el combustible o se utiliza una combinación de subproductos y desechos de producción, en ese ámbito el concepto se vuelve más complejo y se estaría refiriendo a cogeneración híbrida o tricogeneración.
- *Se produce la energía donde se consume:* Menores pérdidas de transporte y distribución y en toda la logística de la empresa.
- *Alta Seguridad:* Sistemas de control y seguridad que impiden accidentes graves.
- *Vida del proyecto:* Generadores de vapor con buen mantenimiento y operación pueden durar aproximadamente entre 20 y 30 años.
- *Menor impacto ambiental:* Reducción de emisión de gases en generadores a base de combustible fósil.

Para Ingenio El Ángel, ha sido tal el impacto de cogeneración, que pasó de ser un proyecto de RSE sostenible a una nueva línea de negocios con una inversión de 70 millones de dólares para ejecutar un proyecto que consistió en incrementar la producción de 25MW a 50MW. El presidente de Ingenio el Ángel, Juan Wright, en una entrevista con El Diario de Hoy en 2014 declaró:

“Se espera que las primeras pruebas de la planta comiencen a hacerse en la zafra 2015-2016 y que esté en pleno funcionamiento en 2017. La caldera de esta nueva etapa de generación es la primera de su tipo en Centroamérica, este tipo de maquinaria logra hacer más eficiente la generación de energía.” (Wright, J., 2014)^[4].

En adición a la información recopilada, el proyecto fue llamado “Cogeneración Ángel” y fue registrada como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en 2007^[5] y no es más que una “proyecto verde” de RSE.

3.2.2 Mantenimiento en sistemas de Cogeneración.

Una demanda casi obligatoria en las calderas bagazo es que su operación debe estar garantizada al 100% durante el período de la zafra cuya duración es corta y limitada entre el mes noviembre al mes de abril, es decir no hay mucho tiempo disponible para la salida de servicio por trabajos de mantenimiento, pues esto puede afectar la continuidad operativa de la molienda. De aquí que el mantenimiento inter-zafra deba ser efectuado de manera integral y satisfactoria. Por otro lado, el período de mantenimiento corresponde del mes de mayo al mes de octubre, y coincide con la época lluviosa, en la cual los agricultores se dedican a la siembra de las nuevas áreas o a la renovación de plantíos viejos; además del mantenimiento y atención para el óptimo crecimiento de la caña. Por su parte, los Ingenios es esta época se dedican al desmontaje, reparación y mejoras de la fábrica como antesala al siguiente período de molienda^[6].

Para los ingenios que operan cogenerando deben mantener su funcionamiento independiente de la duración de la zafra y la organización de su mantenimiento pasa a ser similar o idéntica al que se aplica en las centrales termoeléctricas dado los parámetros operativos actuales. Debido a la naturaleza de desgaste y procesos de tensión en los diferentes componentes de la caldera, las técnicas de mantenimiento aplicadas pueden descritas en tres tipos:

- *Correctivo:* incluye todos los trabajos sobre partes falladas o componentes que requieran una acción de corrección. Son las reparaciones no posibles de postergar porque pueden afectar la operación o la seguridad.
- *Preventivo:* abarca el reemplazo de piezas, repuestos, etc. con desgaste tal que no puedan seguir en operación confiablemente. Se incluyen aquí desde tubos, refractarios, bafles, ventiladores, partes de la grilla, juntas, cañerías espárragos, etc. Se incluyen aquí también los trabajos de calibración o recalibración de instrumentos, válvulas de seguridad, etc.
- *Predictivo:* están incluidas aquí todas las técnicas de monitoreo pertenecientes a los llamados ensayos no destructivos (NDT) contemplados o no en la sección V del código ASME y en los estándares de ASNT y también las normas relacionadas con el monitoreo de condiciones de los equipos rotantes tales como bombas y ventiladores. Se trata pues de las

técnicas más avanzadas para determinar el estado de ciertos componentes y poder predecir las acciones a seguir.

3.2.3 Un proyecto alternativo.

El proyecto de sistema de control automatizado propuesto debe ser considerado definitivamente durante el periodo de mantenimiento como parte de un plan preventivo, el objetivo final será proyectar la vida útil de la caldera a lo largo de 25 o 30 años siempre y cuando su operación y mantenimiento hayan sido correctos, el problema principal radica en que decisión será la mas acertada teniendo medidas alternativas como el reemplazo del equipo, modernización de tecnologías en algunos dispositivos o bien continuar en operaciones hasta terminar su vida útil.

Queda claro que el reemplazo por una nueva unidad o la adquisición de calderas auxiliares demanda una importante inversión que no siempre es posible asumir, además determinar el presupuesto de inversión final requiere de un complejo análisis técnico-económico y debe ser parte de todo el análisis financiero de la empresa por lo que los datos deben obtenidos deben ser totalmente certeros. Al final siempre será más barato actualizar el sistema de control para mejorar el rendimiento de una caldera que invertir en calderas auxiliares para cubrir un déficit de vapor temporalmente, en ambas opciones, ninguna medida generará ingresos directo para la empresa por lo que en el balance general de la empresa los costos del proyecto seleccionado deben ser declarados como Activos Corrientes (la inversión temporal) y Activos Intangibles (actividades previas, ensayos instalación y pruebas).

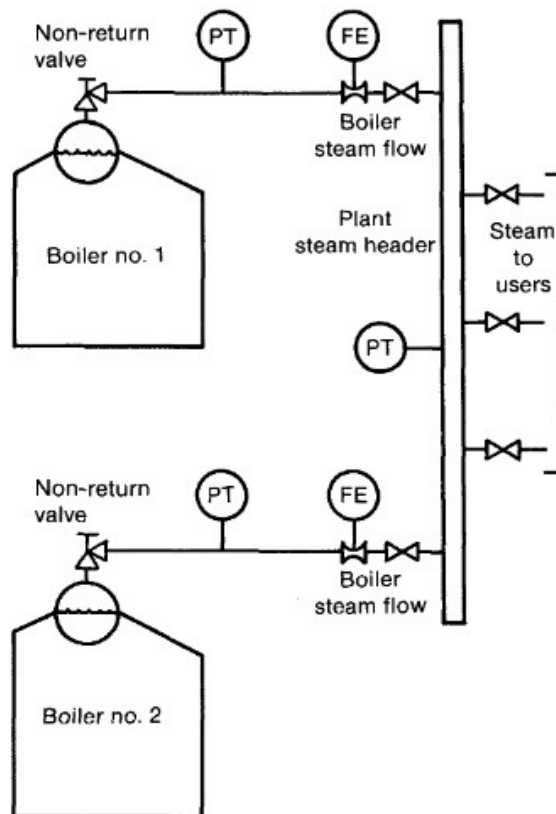


Figura 3-3: Calderas auxiliares (Fuente: *The controls of boilers* [7]).

Como resumen, se muestra los esquemas de la propuesta alternativa en la figura 3-3 esta consiste en la adquisición de dos calderas auxiliares, para esta opción se deben asumir severos costos como la nueva instalación acoplada al sistema de suministro de vapor, esta configuración requiere de un colector de vapor para acoplar más de una caldera y válvulas de no retorno a la salida de vapor de cada caldera.

En cuanto a los controles, la demanda total deberá ser compartida entre todas las calderas por un solo controlador maestro, el nuevo reto consiste en encontrar la distribución adecuada de cargas entre calderas, el método más simple y más utilizado es dejar la asignación de la carga de la caldera a juicio del operador. En la practica, se envía una señal de demanda entre 0 a 100% a una estación manual-automática maestra de la caldera como la mostrada en la figura 3-4, las funciones en el controlador maestro permiten sumar o restar la señal de demanda a los controles individuales de la caldera.

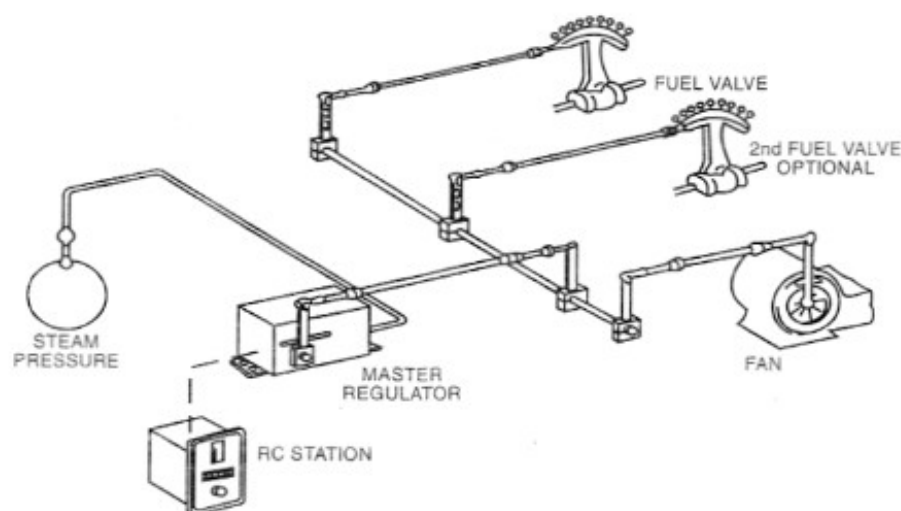


Figura 3-4: Control maestro (Fuente: Boiler control systems engineering^[8]).

Este tipo de controles son por lo general del tipo análogo ya sea neumático o electrónico, a diferencia de nuestro sistema propuesto final que es digital gracias a la tecnología PLC. Sam G. Dukelow^[7] menciona que los controles análogos en calderas múltiples ofrece resultados excelentes y tales resultados no pueden ser obtenidos por controles digitales debido a que las acciones de estabilidad en los lazos de ganancia del control secundario debe ser más rápido que el lazo de control del sistema primario (regulador master).

Esta propuesta alternativa es claramente superior en costos y de seguro en resultados también, un presupuesto de inversión sería muy complicado de realizar si no se cuenta con los recursos necesarios y fácilmente se podría caer en el error de no asumir los costos. Como ejemplo se muestra una cotización en la figura 3-5, previamente se habían propuesto dos opciones: 1) Mantenimiento a los tubos de caldera con un costo de 1,600,000\$ y 2) Fabricación de dos calderas de 45ton/h con un costo de 2,500,000\$.

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

1) Cambio tubos banco generador y sobrecalentador de las dos calderas manteniendo tubos de hogar que presentan menos daños
Valor mano de obra US\$ 810.000
Valor de los tubos US\$ 800.000 Estimado
Total estimado US\$ 1.610.000

2) Fabricar dos calderas de 45 ton/hr con domo, usando todo el resto existente, ductos ventiladores, instrumentos etc
Valor equipo Ex Work US\$
Valor equipo instalado US\$

De: Pablo Strodtzoff R. (Pacífico)
Enviado el: Miércoles, 18 de Mayo de 2011 04:38 PM
Para: Christian Montaner S. (Pacífico); Claudio Barrios V. (Pacífico)
CC: Orlando Alarcon D. (Pacífico); Fernando Díaz Z. (Pacífico); Julio Bravo (Pacífico)
Asunto: RV: Reemplazo calderas auxiliares.

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

Para el segundo caso adjunto cotización referencial por una caldera que reemplaza las dos existentes por un valor de US\$ 1.800.000 Ex Work, que por tamaño se puede instalar en el edificio existente previo retiro de los dos equipos antiguos.
En definitiva una opción instalada de este tipo de caldera debe costar en el rango de los US\$ 2.500.000 funcionando.
Se espera cotización de reparación de las dos calderas existentes.
Debemos agragar la opción seleccionada al plan de inversiones o reparaciones mayores año 2012.

Atte.

De: Arnulfo Oelker [mailto:aoelker@thermal.cl]
Enviado el: Martes, 17 de Mayo de 2011 07:23 PM
Para: Pablo Strodtzoff R. (Pacífico)
Asunto: FW: CMCP Celpac

Estimado Pablo:

Adjuntamos propuesta Budget por caldera 90 tph y plano lay-out sala de calderas (incorporando este equipo).
Quedamos atentos a cualquier consulta o aclaración.

Atte.

Arnulfo Oelker Behn
THERMAL ENGINEERING LTDA.
Phone: +56 2 6232852
Fax: +56 2 6234051

Figura 3-5: Ejemplo de cotización (Fuente: Juan Hardessen^[9]).

Es pues prácticamente obligatorio que cada propuesta esta sujeta a un estudio técnico abordado los aspectos mencionados en la sección 3.2.2, el resultado final será una compleja selección de estrategias obtenidas más bien de un estudio técnico-económico. Otros aspectos que influyen en el apartado puramente económicos son los gastos indirectos que producen la toma de decisiones en aspectos como el recurso humano para el proyecto, por ejemplo:

- El personal que trabajará durante la instalación será externo o por el personal de la empresa que lo fabrica.
- Considerar si el personal que labora en el ingenio es lo suficientemente capaz de realizar tal proyecto.
- Asumir costos en capacitación para operar el nuevo equipo.

3.3 Análisis de resultados.

Difícilmente se podría obtener un análisis financiero con tan poca o nula información sobre un proyecto si no se cuenta con las herramientas adecuadas como solicitud de una cotización real de parte de una empresa, permisos para realizar una visita con el objetivo de realizar un estudio técnico en las instalaciones de un ingenio, acceso a información de parte del ingenio, licencias para software para realizar simulaciones más complejas, equipo de computo suficientemente potente para ejecutar las simulaciones, en fin se podría hacer una lista de todos los factores que nos limitan a poder acercarnos a un proyecto real con todos los retos a asumir. Consultando en internet ha sido posible encontrar el balance general de un ingenio para darnos la idea si es capaz de asumir los costes de inversión estimado en la tabla 3-6

ACTIVO/AÑO	2011	2012	2013	2014
Activo corriente	\$56779,989.09	\$59463,992.22	\$50875,941.31	\$65148,765.35
Efectivo y equivalente de efectivo	\$5196,391.35	\$3117,584.25	\$3052,719.82	\$3253,933.26
Cuentas y documentos por cobrar	\$32590,796.74	\$30360,782.22	\$16535,996.18	\$22253,933.26
Iva Crédito fiscal	-	-	-	-
Inventarios	\$12773,890.74	\$18062,689.55	\$21760,770.47	\$21901,569.13
Mantenimiento y zafra por liquidar	\$3055,630.46	\$5845,435.18	\$5834,826.74	\$6802,961.21
Gastos pagados por anticipado	\$523,721.05	\$2077,501.02	\$1972,158.57	\$1756,944.67
Pedidos en tránsito	-	-	-	-
Cuentas por cobrar contratos a futuro	\$2639,558.75	-	\$1719,469.53	\$964,095.63
Inversiones temporales	-	-	-	\$8216,184.68
Activo no corriente	\$104815,869.38	\$104572,788.44	\$115162,409.25	\$142585,609.09
Propiedad, planta y equipo(costo neto)	\$37093,182.88	\$75968,705.22	\$82601,132.63	\$89105,689.58
Propiedad, planta y equipo en proceso	\$40668,717.91	\$7271,769.19	\$5728,812.08	\$44247,327.27
Bienes en arrendamiento financiero	\$482,253.18	\$310,212.08	-	-
Activos biológicos	\$1391,359.25	\$722,937.23	\$519,591.11	\$623,806.27
Propiedades de inversión	\$223,768.20	\$216,147.49	-	-
Propiedad de inversión al costo	-	-	\$277,112.32	\$277,112.32
Activos intangibles	\$182,664.84	\$154,304.88	\$129,788.22	\$155,156.52
Inversiones permanentes	\$4515,408.79	\$4891,575.61	\$8176,889.89	\$3160,438.64
Cuentas por cobrar a largo plazo	\$13819,424.10	\$12495,759.56	\$15267,532.62	-
Gastos pagados por anticipado	\$1221,054.10	\$2322,022.11	\$1760,440.80	\$1476,091.60
Impuesto sobre la renta diferido	\$356,365.79	\$219,354.57	\$701,109.58	-
Cargos diferidos	-	-	-	-
Materiales y Repuestos	-	-	-	-
Cuentas por cobrar contratos futuros	\$4861,670.34	-	-	\$3539,986.89
Total Activo	\$161595,858.47	\$164036,780.66	\$166038,350.56	\$207734,374.44

Tabla 3-7: Activos 2012-2014 en ingenio El Ángel (Fuente: Amaya y Flores^[4]).

PASIVO/AÑO	2011	2012	2013	2014
Pasivo corriente	\$72744,893.37	\$79115,748.03	\$69670,566.48	\$84545,174.65
Prestamos bancarios corto plazo	\$57509,580.54	\$63834,110.87	\$56872,012.61	\$73043,727.18
Cuentas y documentos por pagar	\$8488,556.31	\$9381,553.98	\$6817,770.22	\$8816,949.48
Arrendamiento financiero	-	-	-	-
Dividendo por pagar	1050,000.11	\$1499,998.92	\$1499,899.01	\$1928,581.71
Beneficio a empleados por pagar	\$738,223.30	\$623,174.77	\$623,340.21	\$666,715.70
Acreedores pendientes de liquidar	-	\$2500,000.00	\$17,854.68	\$89,200.58
Provisiones y retenciones	-	-	-	-
Impuesto por pagar	\$2318,974.36	\$1276,909.49	\$2120,220.22	-
Obligaciones por contratos futuro	\$2639,558.75	-	\$1719,469.53	-
Pasivo no corriente	\$49065,663.60	\$38650,774.75	\$38640,246.09	\$79631,322.05
Prestamos a largo plazo	\$39716,503.49	\$33979,629.74	\$33998,383.40	\$70373,878.95
Cuentas y documentos por pagar	\$16,446.08	\$11,950.90	\$11,950.90	\$11,950.90
Obligaciones por arrendamiento	\$189,154.70	-	-	-
Provisiones laborales	-	-	-	-
Beneficio a empleados por pagar	\$3171,288.14	\$2728,285.41	\$2150,733.26	\$1654,297.91
Pasivo por impuesto diferido	\$1110,600.85	\$1930,908.70	\$2479,178.53	\$4051,207.40
Obligaciones a contratos futuros	\$4861,670.34	-	-	\$3539,986.89
Patrimonio	\$39785,301.50	\$46270,257.88	\$57727,537.99	\$63195,840.03
Capital Social Mínimo	\$115,000.00	\$115,000.00	\$115,000.00	\$11399,340.00
Capital Social	\$13405,090.00	\$13405,090.00	\$13405,090.00	\$13405,090.00
Reserva legal	\$2636,123.46	\$2704,018.00	\$2704,018.00	\$4045,133.41
Utilidad presente ejercicio	\$13006,773.33	\$14365,919.81	\$17802,259.45	\$14810,874.20
Utilidad ejercicios anteriores	\$911,690.44	\$6918,463.77	\$14939,404.24	\$10773,636.12
Efectos por adopción de NIIF	\$9710,624.27	\$8761,766.30	\$8761,766.30	\$8761,766.30
Total pasivo y patrimonio	\$161595,858.47	\$164036,780.66	\$166038,350.56	\$277372,336.73

Tabla 3-8: Pasivos 2012-2014 en ingenio El Ángel (Fuente: Amaya y Flores^[4]).

La tabla 3-7 y 3-8 son un extracto del balance general del ingenio El Ángel entre los años 2012 a 2014 presentado por Amaya Zometa y Flores Ayala^[4], haciendo una rápida inspección vemos que dicha empresa bien podría asumir los costos de ambos proyectos.

En 2014 ingenio El Ángel tuvo una inversión temporal de \$8216,184.68, esta cantidad es mayor a la cotización mostrada en la figura 3-5 (\$2500,000.00) y mucho mayor a los \$14,864.38 obtenidos en la tabla 3-6. Si ambas cotizaciones fueran a competir en el ingenio, obviamente la balanza se inclina a favor de la más económica, sin embargo es necesario hacer una serie de observaciones al proyecto en general:

- En el presupuesto hacen falta análisis listados en la sección 3.1.2, ante ese defecto se asume que previamente fueron realizados todos los ensayos y pruebas de rendimiento a la caldera y los resultados sugirieron que existe mucha incertidumbre en los medidores lo que genera que la caldera trabaje a bajo rendimiento. Como medida de solución se han propuesto dos proyectos: implementar un sistema de control o la instalación de calderas auxiliares.
- En la lista de materiales se asume que se realizó una inspección con el material propio de la empresa que puede ser utilizado para el proyecto.
- Los materiales cotizados han sido seleccionados para ser capaces de operar en lazos de corriente de 4-20 mA, esto los hacen compatibles con las señales del PLC.
- El proyecto debe ser realizado en periodo de mantenimiento, específicamente durante el mantenimiento predictivo, previo a ello deben haber sido realizados los mantenimientos correctivos y preventivos (reparaciones por desgaste, suciedad y corrosión), es decir que la caldera debe estar totalmente funcional para que se puedan notar los resultados del sistema de control implementado.
- Por ser un presupuesto aproximado, toda la inversión puede ser agregada a los activos “Inversiones temporales”, pero lo ideal sería obtener un presupuesto final detallado en la etapa final de diseño para que el coste final sea desglosado y anexado correctamente al balance general de la empresa.
- Limitados a un estudio técnico a un ingenio real, los costes que no han sido posibles de determinar han sido asumidos en costes imprevistos con en base a un 10% del coste de materiales.
- Se ha considerado el proyecto para un mes de duración y el personal será externo al del ingenio.
- No se ha considerado costos en la capacitación del personal operador para el nuevo sistema de control.
- Considerando que una cotización real debe ser a solicitud de una empresa, los precios han sido consultados en eBay^[10] y Amazon^[11]. En ese sentido, los costes en el material pueden variar haciendo una cotización a nivel nacional o con un proveedor en específico.

3.4 Bibliografía

- [1] <https://insulation.org/io/articles/the-history-of-the-steam-generating-boiler-and-industry/>
- [2] Cerrey, S.A de C.V: “Generadores de vapor”, Cadereyta Jiménez, N.L Septiembre 22 de 2005.
- [3] Carlos O. Alderetes: “Calderas a Bagazo”, Argentina,2016.
- [4] Amaya Zometa, Flores Ayala: “Responsabilidad social empresarial, como un elemento generador de valor económico y de mercado en la cadena de producción y comercialización de ingenio el ángel, s.a. de c.v. en el año 2015”, Universidad de El Salvador 2017
- [5] <https://www.cne.gob.sv/tema/energias-renovables-2/biomasa/>
- [6] <http://www.grupocassa.com/grupo-cassa/periodos-productivos/>
- [7] Sam G. Dukelow: “The Control Of Boilers”, 2nd Edition, 1991 by ISA-TheInstrumentation, Systems and Automation Society.
- [8] G.F. Jerry Gilman: “Boiler control systems engineering”, 2005 by ISA-TheInstrumentation, Systems and Automation Society.
- [9] Carlos Eduardo Escobar Brandell: “Evaluación técnico económica calderas auxiliares y de biomasa CMPC Pacífico”. Universidad del Bío-Bío, Concepción-Chile, 2013
- [10] www.ebay.com
- [11] www.amazon.com

CAPÍTULO IV: Conclusiones y recomendaciones

4.1 Recomendaciones en reglamento

Antes de pasar a las conclusiones es necesario verificar que parte del reglamento y recomendaciones para generadores de vapor puede aplicarse a nuestro proyecto.

4.1.1 Decreto No. 87

Titulado como: “Reglamento para la verificación del funcionamiento y mantenimiento de generadores de vapor y recipientes sujetos a presión”^[1]. En el decreto No. 87 están contenidos una serie de artículos en lo que respecta al uso y condiciones de seguridad aplicables en la instalación, operación, mantenimiento y reparación de los generadores de vapor. Algunos artículos que pueden ser aplicables a la simulación como recomendaciones son:

- Según el artículo 4 el generador de vapor puede ser clasificado como:
 1. En relación a su seguridad se clasifica como “inexplosiva”. Según la teoría el tipo de caldera diseñada por tener tubos por donde circula el agua y vapor se caracterizan por ser inexplosivas. Sin embargo no hay manera alguna de demostrar esta característica en la simulación.
 2. En relación a su uso se clasifica como “usada”.
 3. En relación a su diseño se clasifica como “acuatubular”.
 4. En relación a su fuente de energía, el combustible principal usado es el bagazo por lo que se puede clasificar entre “Combustible sólido” y “otra fuente de energía”
- El artículo 15 establece que todo generador de vapor cuya capacidad sea hasta 100 bhp (981kW), tendrá una válvula de seguridad con capacidad de desalojo al 110% equivalente a las Libras de Vapor por Hora que genere el equipo a si máxima capacidad, arriba de estos valores el equipo deberá contar con dos o más válvulas de seguridad. Para nuestro caso, se trata de saber la capacidad del flujo de vapor al 100% para que la válvula este correctamente dimensionada, puede ser posible que el dato lo proporcione el fabricante o por el contrario que el valor ya no sea válido; la forma más fácil de averiguarlo sería consultar los registro, en nuestra simulación se ha impuesto que los parámetros de operación con los que se obtuvieron los datos corresponden al funcionamiento normal de la caldera y serán la máxima capacidad operativa y que arriba de estos valores no garantizan el correcto funcionamiento sin llegar a los límites de nivel en el calderín (fuera de los límites en el nivel si se puede degradar el funcionamiento de la caldera). Con esa imposición, se consulta los datos de la variable “salida_vapor” y aprovechando las capacidades de Matlab se obtiene el flujo de vapor mediante el comando:

```
>> max(salida_vapor)
ans =
    40.4546
>> max_sv=1.1*max(salida_vapor)
```

$$\begin{aligned} \max_{sv} = \\ 44.5001 \end{aligned}$$

- Como requerimiento, deben ser dos válvula de seguridad en el lado de vapor y permitir el paso de vapor hasta 44.5 kg/s (353,180.5 lb/h) en el máximo rango de apertura.
- En lo que respecta al nivel de agua, el artículo 20 establece que para asegurar que no haya peligro de recalentamiento deben de contar como mínimo un visor de nivel o visor de tipo vidrio en conjunto con columnas de agua, aunque esto pudo haberse agregado a la simulación no se decidió implementar por saturar el diseño, como complemento se opto por hacer un bloque para medir el nivel en Simulink y establecer los limites en la simulación PLC/HMI, con esta medida es posible monitorear el nivel de agua sin saturar la carga durante la ejecución de la simulación.
- En cuanto al sistema de alimentación de agua se refiere, el artículo 29 dice que el sistema debe ser de acuerdo a la capacidad de generación de vapor y presión de trabajo especificado por el fabricante. De nuestra parte, la simulación ya tiene parámetros pre-establecidos para operar, en cuanto a la bomba de agua de alimentación el control genérico que trae el sistema permite ajustar el valor a la presión del agua de alimentación y por ser un sistema isobárico, si se cambia la presión de trabajo en la caldera se debe ajustar a la misma presión la salida de presión en la bomba de agua de alimentación.

4.1.2 Informe de CNE

Presentado el diciembre de 2014^[2], el informe tiene por objetivo elaborar un inventario de calderas en uso en El Salvador así como clasificar los equipos según el combustible y sector al que pertenecen. Aunque el informe se centra más en presentar un inventario nacional de calderas registradas, se presentan algunos fallos en el inventario como la falta de información en los registros y las calderas a las que les hizo falta información simplemente pasaron a una etapa de caracterización.

En relación a este hecho, en el mismo informe muestra teoría que pueda facilitar la etapa de caracterización de calderas, si bien es teoría que puede encontrarse fácilmente en libros de texto o internet, la recomendación a la que obedece será siempre a la fuente de una normativa. Una sección del informe hace referencia a la medición de la eficiencia de la caldera contemplada en la norma ASME PTC 4-1998: el método de balance de energía (o método indirecto) y el método de entrada y salida (o método directo). La recomendación a tomar en cuenta será la del método directo por ser más fácil de implementar en la simulación.

En el método de entrada y salida, se determina el suministro de combustible y la producción de vapor, la eficiencia se calcula dividiendo la energía en la salida de vapor entre la energía suministrada con el combustible es decir:

$$\eta = \frac{Q_{vapor}}{Q_{combustible}} \quad [ec. 4-1]$$

Aunque la norma ha sido actualizada a código ASME PTC 4-2013 se hará un intento en seguir estas recomendaciones aplicados en ensayos de prueba de rendimiento. Existen dos estándares

internacionales de rendimiento aplicables a calderas acuotubulares y bajo los cuales se pueden ensayar las calderas de bagazo son:

1. Estándar Americano: ASME PTC 4-2103 (Fired Steam Generators)^[3].
2. Estándar Europeo: EN 12952-15:2003: Acceptance Test^[4].

Antes de simular una prueba de rendimiento se consultaran los códigos ASME Boiler and Pressure Vessels Code. En este código, la definición para el rendimiento del generador de vapor esta definido como la relación entre la energía térmica entregada al agua-vapor y la energía térmica aportada por el combustible quemado. Esta definición es prácticamente igual a la definición anterior, en ese sentido la ecuación 4-1 puede ser reescrita como:

$$\eta = \frac{G_v(h_v - h_w)}{B \cdot H} \quad [ec. 4-2]$$

Donde:

η : eficiencia de la caldera.

G_v : gasto de vapor.

h_v : entalpía de vapor.

h_w : entalpía de agua de alimentación.

B : gasto de combustible (bagazo para nuestro caso).

H : Poder calorífico del combustible.

Dependiendo de la norma usada para calcular el rendimiento, esta puede estar referido al poder calorífico superior (H_s) o inferior (H_i). El código ASME prefiere el valor H_s por obtenerse de una medición directa y de gran confiabilidad, en tanto que el poder calorífico inferior (H_i) se obtiene por cálculo a partir del dato anterior, siendo su incertidumbre mayor respecto de la obtenida en el ensayo de determinación del poder calorífico superior.

De cualquier modo, es posible expresar el rendimiento basado en el poder calorífico inferior, en el anexo D del código ASME, explica que para calcular la relación entre ambos rendimientos se usa la ecuación:

$$\eta_i H_i = \eta_s H_s \quad [ec. 4-3]$$

Llevar a cabo una ejecución de ensayo de caldera y que sea considerado un ensayo ASME se debe primeramente cumplir con todos los procedimientos de medición y sus variaciones contempladas en el código, en segundo lugar, se debe hacer un análisis a las incertidumbres de los resultados del ensayo y deben alcanzar los criterios establecidos en un nivel previamente acordado.

Los resultados, son productos de un exhausto proceso de medición en diferentes puntos. La figura 4.1 muestra en esquema de una caldera de bagazo de diseño tradicional indicando los flujos participantes y los puntos de medición. A partir de los valores promedios de las mediciones de los diferentes ítems que componen las pérdidas, se pasa al cálculo de pérdidas energéticas (para métodos de balance de energía) y la determinación del rendimiento de la caldera.

En los resultados de rendimiento, algunos fabricantes en sus propuestas y dentro de las garantías, fijan un determinado valor de tolerancia para dicho parámetro, por ejemplo: $\eta = 87 \pm 1.5\%$; otros simplemente mencionan un valor mínimo garantizado: $\eta_{\min} = 86\%$.

Es fácil notar que un ensayo de este tipo demanda tiempo y dinero, los propietarios de calderas no deberían verlo como un gasto sino como una inversión que asegure el tiempo de vida útil. En ese contexto, ya no importaría las especificaciones de una caldera según fabricante si esta es usada o ha sido restaurada o aún modificada, cualesquiera sean las razones un ensayo de tipo ASME sería el nuevo indicador y en cuanto a los peritajes realizados por MTPS presentar los resultados de un ensayo de este tipo sería muy conveniente para realizar inventario de calderas.

En definitiva, todo el procedimiento de ensayo de rendimiento y medición no aplica para una simulación de tipo Modelado de Objetos porque todas las mediciones son parte de un calculo realizado por ordenador. Hasta este punto un valor de rendimiento en nuestra caldera simulada sería un buen indicador de la calidad de simulación con respecto a un modelo real y en este aspecto es donde recalca la recomendación más importante que el modelo simulado pase de ser un diseño completamente genérico a la simulación de un modelo real.

Una forma inmediata de obtener el rendimiento de la caldera de nuestra simulación es consultar los flujos de vapor y bagazo de la ultima simulación(ver anexo simulación final). Para el poder calorífico, se usa el mismo que fue analizado en el capítulo I: el poder calorífico superior del bagazo con 25% de humedad era de 12,710 kJ/kg y el poder calorífico inferior de 11,563.9 kJ/kg.

De las lecturas que nos interesan en la simulación tenemos:

- Flujo de vapor: 26.2395 kg/s
- Temperatura de vapor: 773.15 K (500 °C)
- Presión de vapor: 2.0 MPa
- Flujo de agua de alimentación: 27.9511 kg/s
- Temperatura agua de alimentación: 485.2460 K
- Presión en agua de alimentación: 2.0 MPa
- Flujo de combustible: 8.60709 kg/s

Para los valores de entalpia en agua y vapor se prefirió por la Asociación Internacional para las Propiedades del Agua y Vapor (IAPWS), estas pueden consultarse fácilmente en la obra de Yunus A. Cengel^[6], o usando directamente la rutina de calculo en Matlab^[7] que genera los valores expresados en las tablas. De la función “IAPWS_IF97” se tiene que:

```
>> h=IAPWS_IF97('h_pT', 2, 773.15)
h =
    3.4681e+03
>> h=IAPWS_IF97('h_pT', 2, 485.246)
h =
    907.3057
```

Aplicando la ecuación 4-2 con H_s se calcula el valor de eficiencia:

$$\eta = \frac{G_v(h_v - h_w)}{B \times H} = \frac{26.2395 \text{ kg/s} (3468.1 - 907.3057) \text{ kJ/kg}}{8.60709 \text{ kg/s} \times 12710 \text{ kJ/kg}} = 0.614226$$

La eficiencia en base a H_i es:

$$\eta_i = \frac{\eta_s H_s}{H_i} = \frac{0.614226 \times 12710 \text{ kJ/kg}}{11563.9 \text{ kJ/kg}} = 0.675102$$

Para nuestro diseño el valor que mejor se ajusta es la eficiencia en base a H_i es decir que el rendimiento de la caldera es de 67.5102%. El valor obtenido no es definitivo y tal como menciona la norma, dependiendo del método (directo o indirecto) el valor de la eficiencia puede variar; el documento del CNE hace referencia de ello mostrando las ventajas y desventajas en cada método y se muestra un resumen en la tabla 4-1.

Ventajas/Desventajas	Método de balance de energía	Método de entrada y salida
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Las mediciones primarias (composición y temperatura del gas de combustión) puede hacerse de manera muy exacta con equipos relativamente simples. El nivel de incertidumbre de los resultados de las pruebas es, con frecuencia, más bajo que con el método de salida-entrada. La medición de las diferentes pérdidas permite identificar las fuentes de ineficiencia. 	<ul style="list-style-type: none"> Todas las pérdidas son consideradas en la medición y no es necesaria la estimación de algunas pérdidas. Requiere pocas mediciones.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Algunas pérdidas son prácticamente imposibles de medir y tienen que ser estimadas (pérdidas debido a radiación, convección y conducción; purga de la caldera si se opera de manera discontinua; pérdida de operaciones debido a pausa o arranque). Requiere de más mediciones. 	<ul style="list-style-type: none"> Flujo de combustible, poder calorífico del combustible, caudales de vapor y propiedades del vapor tienen que ser medidos de manera muy exacta para minimizar el nivel de incertidumbre. No se identifican las fuentes de ineficiencia.

Tabla 4-1: Ventajas y desventajas para métodos de rendimiento (Fuente: ASME PTC 4-1998).

4.2 Recomendaciones finales

Ha sido una gran limitante no haber contado con la ayuda de un ingenio para obtener información a pesar de insistir hasta dos veces (ver en anexos las cartas de solicitud), sin embargo haber ocupado un software de simulación UML marcó las directrices para crear un diseño de caldera basado en bloques que representan las partes más importantes de la caldera. Sin embargo es necesario mencionar algunas recomendaciones a lo largo de cada capítulo:

- Una computadora con más potencia de calculo sería conveniente para realizar simulaciones más complejas así como permitirnos un sistema más integrado con la simulación del Sistema de Control Distribuido.
- Buscar como alternativa el uso de software libre para la implementación de la caldera, a su vez es importante enfatizar los conceptos de termodinámica vistos para la creación de una librería similar a la utilizada en Matlab/Simulink.

- Usar programas de simulación UML como Modelica para comparar resultados entre diferentes programas de simulación.
- En la simulación del bagazo, es posible añadirse combustibles alternativos debido a que la base de datos de Thermolib incluye una variedad de combustibles que pueden mezclarse y así variar los perfiles de operación.
- En la simulación del sistema de control con PLC, se recomienda enlazar otro PLC en lugar de agregar módulos de expansión de entrada y salida, esto como medida para mantener la ventaja de un Sistema de Control Distribuido de contar con varios nodos de control en lugar de centralizar a un solo terminal de control.
- Para el diseño del presupuesto aproximado, se recomienda cotizar con vendedores a nivel nacional la compra de accesorios para caldera. Algunos negocios dedicados a la venta de accesorios para calderas son:

NOMBRE	TELÉFONO	RUBRO
ABASTEINSA	2271 0999	VENTA DE ACEROS
ACCMEISA	22434117	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP DE CALDERAS,ETC
ALIADOS AGROINDUSTRIALES/ALAIISA	2222 0344	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP. DE CALDERAS,ETC
CADINSA	22641555	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP. DE CALDERAS,ETC
CENTRO COMERCIAL DE REPUESTOS	2297 4334	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP. DE CALDERAS,ETC
DIDERISA	25018912//2226 2044	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP. DE CALDERAS,ETC
MAPRIMA	2271 2200	VENTA DE ACEROS
MATERIALES DIVERSOS	2270-7290	VENTA DE ACEROS
SERDINSA	22767523	VENTA DE ACEROS
ACCMEISA	22434117	VÁLVULAS,ACOPLES,ETC
ALIADOS AGROINDUSTRIALES/ALAIISA	2222 0344	VENTA DE ACEROS VÁLVULAS,REP. DE CALDERAS,ETC
APLITEC/ YANIRA ORELLANA	2557 2666	VÁLVULAS,ACOPLES, ETC
COMPRES	2246 6666	PARTES DE COMPRESORES
INDELPIN 2262 2680	22397372	VÁLVULAS,ACOPLES, ETC
SIDASA SALVADOREÑA, S.A DE C.V.	21026542	REPUESTOS PARA CALDERAS CLEAVER BROCKS
TECNICA INTERNATIONAL, S.A. DE C.V.	22602255	REPUESTOS PARA CALDERAS CLEAVER BROCKS

Tabla 4-2: Ventas de accesorios de caldera (Fuente: propia).

4.3 Conclusiones

Las conclusiones hechas para el capítulo I se muestran en la siguiente lista:

- Simulink con la aplicación Thermolib resultó ser una opción certera al simular una central eléctrica para un ingenio, el conjunto cubre los métodos del Lenguaje de Modelo Unificado(UML) y la modelización del Sistema de Control Distribuido (DCS) en un solo entorno de desarrollo: Matlab.
- Se logró simular la combustión completa del bagazo, por lo que queda demostrado que las propiedades del bagazo de la caña de azúcar son suficientemente buenas para ser usada como biomasa hasta un 25% de contenido en humedad.
- Se logró la simular una central eléctrica genérica para un ingenio típico en El Salvador operando a un clásico ciclo Rankine obteniendo una potencia neta de 28.48 MW, la mayoría de ingenios en El Salvador reportan capacidades instaladas entre 20 y 25 MW según fuentes de la SIGET.

En cuanto al capítulo II, las conclusiones son:

- Se optimizaron los controles PID de la central eléctrica simulada del capítulo I, sin hacer uso de técnicas para sintonizar controladores PID, para nuestro caso haber aplicado métodos de prueba y error fue muy conveniente por ser un diseño totalmente genérico y tener datos propiamente experimentales.
- Se aplicaron normas ANSI/ISA en lo que respecta a la plataforma de simulación y filosofía de control en el generador de vapor.
- Usando un conjunto PLC/HMI del fabricante Siemens fue posible simular un control a nivel electrónico con un enfoque de DCS, este como tal solo cubrió la parte del generador de vapor.

Las conclusiones para el capítulo III son:

- Hace falta información para integrar el sistema de control diseñado en el capítulo III a un generador de vapor real, por lo cual solo se queda como propuesta adaptar el control a una caldera modelo VU-40 por tener características similares a la caldera simulada.
- El costo total presentado en el presupuesto de inversión es solo una aproximación a un presupuesto real en la etapa de diseño de propuesta preliminar por lo que el valor encontrado no se considera válido, aún así sirve como una muestra sobre que criterios hay que considerar en un estudio económico.

Como conclusiones finales se tiene que:

- Se simuló con éxito una caldera para una central eléctrica diseñada en Matlab/Simulink con su sistema de control basado en controladores tipo PID.
- Se simuló con éxito el sistema de control de caldera basado en tecnología de PLC usando el entorno de programación TIA Portal de Siemens, para el ingreso de datos se utilizaron los datos experimentales obtenidos de la caldera simulada en Matlab/Simulink.
- Se calculó el rendimiento de la caldera simulada como recomienda el CNE dando un resultado de:
- Se realizó un estudio económico para implementar un sistema de control para una caldera modelo VU-40, los resultado concluyeron que solo considerando los costo de los materiales más relevantes en conjunto con la mano de obra ascendieron a \$14,864.38 por lo que en ningún caso representa el costo total de inversión dejando pendiente más estudios del caso para presentar un presupuesto final.

4.4. Bibliografía

- [1] *Diario oficial de El Salvador. DE-DECRETO-87-DO-78-TOMO-395-30042012.*
- [2] *CNE, Inventario-de-calderas-el-salvador-.pdf, diciembre 2014.*
- [3] *ASME Performance Test Code PTC 4-2008 –Fired Steam Generators. Published by the American Society of Mechanical Engineers, NY, 2009*
- [4] *BS EN 12952-15. Water tube boilers and auxiliary installations –Part 15 –Acceptance Test, 2003. Published by British Standards.*
- [5] *Carlos O. Alderetes: “Calderas a Bagazo”, Argentina,2016.*
- [6] *Yunus A. Cengel, Michael A. Boles “Termodinámica”, 7ªedicion MC Graw Hill.*
- [7] https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/35710-iapws_if97

ANEXOS

Anexo I: Definiciones, abreviaturas y acrónimos

ANSI: siglas en inglés: “American National Standards Institute”, es una organización sin fines de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos.

Arabinosa: monosacárido de cinco átomos de carbono con un grupo de aldehído por lo que pertenece al grupo de las aldosas y dentro de este al de las aldopentosas.

ASTM: siglas en inglés: “American Society for Testing and Materials”, es una organización de normas internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios de normas técnicas para una amplia gama de materiales, productos, sistemas y servicios.

Autómata programable: circuito eléctrico que sigue una secuencia previamente establecida, en este caso el automatismo es mediante secuencias de programación.

Azufre: elemento químico con número atómico 16, masa atómica de 32.064 y representado por la letra “S”; se caracteriza por ser un no metal de color amarillo pálido y mal olor, que se encuentra en la naturaleza de forma pura como combinada con otros elementos.

Bagazo: residuo de los frutos que se exprimen para sacar su jugo.

Beneficio industrial: derecho de los constructores a obtener un beneficio económico que, en defecto de pacto, se fija en el 15% o más del valor de la construcción.

Biomasa: cantidad de productos obtenidos por fotosíntesis, susceptibles de ser transformados en combustible útil para el hombre.

Bomba: máquina que se usa para extraer, elevar o impulsar líquidos y gases de un lugar a otro.

Bus de campo: sistema de transmisión de información (datos) para simplificar en gran medida la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción.

Caldera: artefacto en el que se calienta un caloportador, generalmente agua, por medio de un combustible o resistencia eléctrica, para luego distribuirla por los emisores mediante una red de tuberías.

Calibración: proceso de comparar los valores obtenidos por un instrumento de medición con la medida correspondiente de un patrón de referencia.

Calor específico: conocida también como capacidad térmica, es una magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad.

Cámara de combustión: lugar donde se realiza la combustión del combustible con el comburente, generalmente aire.

Carbón: tipo de roca formada por el elemento químico carbono mezclado con otras sustancias y es una de las principales fuentes de energía en el mundo.

Carbono: elemento químico con número atómico 6, masa atómica 12.01 y representado por la letra “C”; es un metal no sólido y es un componente fundamental de los compuestos orgánicos con capacidad de enlazarse con otros átomos de carbono y otras sustancias para formar un número casi infinito de compuestos.

Celulosa: sustancia sólida, blanca, amorfa, inodora y sin sabor e insoluble en agua, alcohol y éter, que constituye la membrana celular de muchos hongos y vegetales; se emplea en la fabricación de papel, tejidos, explosivos, barnices, etc.

Ceniza: polvo mineral de color gris claro que queda como residuos después de una combustión completa.

Ciclo Rankine: ciclo que opera con vapor, y es el que se utiliza en centrales termoeléctricas. Consiste en calentar el agua en una caldera hasta evaporarla y elevar la presión de vapor. Éste será llevado a una turbina para convertir la energía calorífica del vapor en energía cinética a costa de perder presión. El ciclo continua hasta un condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar a una bomba que subirá la presión nuevamente para poder introducir de nuevo a la caldera.

Cogeneración: proceso mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil.

Combustión: reacción química exotérmica de una sustancia o mezcla de sustancias llamada combustible con el oxígeno.

Combustión estequiométrica: combustión que se lleva a cabo con la cantidad mínima de aire para que no existan sustancias combustibles en los gases de reacción. En este tipo de combustión no hay presencias de oxígeno en los humos, debido a que este se ha empleado íntegramente en la reacción.

Compresor: máquina construida para elevar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos considerados compresibles como gases y vapores.

Dextrosa: conocida comúnmente como azúcar o glucosa, es un monosacárido con forma molecular $C_6H_{12}O_6$ y es una forma de azúcar que se encuentra libre en las frutas y miel.

Entalpía: magnitud termodinámica equivalente a la suma de energía interna del cuerpo más la multiplicación del volumen del mismo por la presión exterior. Esta magnitud se simboliza generalmente por la letra “H”.

Equilibrio térmico: estado en el cual se igualan las temperaturas de dos cuerpos, las cuales, en sus condiciones iniciales presentaban diferentes temperaturas, una vez que las temperaturas se equiparan se suspende el flujo de calor, llegando ambos cuerpos al mencionado equilibrio térmico.

Fracción molar: unidad química que se usa para expresar la concentración de un soluto en una disolución.

Generador de vapor: recipiente cerrado al que se suministra agua, combustible, aire o calor residual con el propósito de producir vapor. Aunque el concepto sea similar al de una caldera; en realidad, a la combinación de una caldera y un sobrecalentador es lo que se suele denominar como generador de vapor.

Hidrógeno: elemento químico de número atómico 1, masa atómica de 1.007 y representado por la letra “H”, es un gas incoloro, inodoro y muy reactivo que se encuentra en todos los componentes de la materia viva y en muchos minerales, siendo este el elemento más abundante en el universo.

Humedad: cantidad de agua, vapor de agua o cualquier otro líquido que está presente en la superficie o el interior de un cuerpo o en el aire

Intercambiador de calor: dispositivo en el que la energía térmica se intercambia entre dos fluidos que tienen diferentes temperaturas.

ISO: siglas en inglés: “International Organization for Standardization”, es una organización para la creación de estándares internacionales compuesta por diversas organizaciones nacionales de normalización.

Lecho fluidizado: fenómeno físico que ocurre cuando una cantidad de una sustancia sólida particulada (generalmente retenida en un recipiente de contención) se coloca en condiciones apropiadas para hacer que una mezcla sólido/fluido se comporte como un fluido.

Levulosa: conocida también como fructosa, es un tipo de glúcido encontrado en los vegetales, las frutas y la miel. Es un monosacárido con la misma fórmula empírica que la glucosa, $C_6H_{12}O_6$, pero con diferente estructura, es decir, es un isómero de ésta.

Lignina: es una clase de polímeros orgánicos complejos que forman materiales estructurales importantes en los tejidos de soporte de plantas vasculares y de algunas algas e insectos. La lignina está formada por la extracción irreversible del agua de los azúcares, creando compuestos aromáticos.

Máquina térmica: dispositivo que funciona en un ciclo termodinámico y que realiza cierta cantidad de trabajo neto positivo a través de la transferencia de calor desde un cuerpo a temperatura elevada hacia un cuerpo a baja temperatura.

Masa molar: propiedad física definida como su masa por unidad de cantidad de sustancia. Su unidad de medida en el Sistema Internacionales kilogramo por mol (kg/mol).

Método de elementos finitos: es un método numérico general para la aproximación de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales muy complejas utilizado en diversos problemas de ingeniería y física.

Nitrógeno: elemento químico de número atómico 7, masa atómica 14.007 y representado por la letra “N”, es un gas incoloro, inodoro e inerte, compone cuatro quintos del volumen del aire en la atmósfera y se usa para sintetizar amoníaco y otros productos, para fabricar explosivos, como refrigerante y como atmósfera inerte para conservar ciertos productos.

Oxígeno: elemento químico de número atómico 8, masa atómica 15.999 y representado por la letra “O”. Se trata de un gas incoloro, inodoro e insípido, que es muy reactivo y que resulta esencial para la respiración.

P&ID: siglas en ingles: “Piping and Instrumentation Diagram”, son diagramas que muestran el flujo del proceso en las tuberías, así como los equipos instalados y el instrumental.

PLC: siglas en ingles: “Programmable Logic Controller”, son autómatas programables, básicamente se tratan de computadoras aplicadas en automatización industrial para automatizar procesos electromecánicos, electroneumáticos, electrohidráulicos, tales como el control de la maquinaria de la fábrica en líneas de montaje u otros procesos de producción así como atracciones mecánicas.

Poder calorífico: cantidad de energía por unidad de masa o unidad de volumen de materia que se puede desprender al producirse una reacción química de oxidación.

Presión: magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular por unidad de superficie, y sirve para caracterizar cómo se aplica una determinada fuerza resultante sobre una línea.

Puesta en marcha: proceso de arranque, regulación y equilibrado de los equipos y sistemas de forma planificada, y el momento de verificar que las fases anteriores de diseño y montaje se han ejecutado correctamente.

Sacarosa: azúcar común disacárido formado por glucosa y fructosa, su formula es $C_{12}H_{22}O_{11}$.

Temperatura: magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definido por el principio cero de la termodinámica.

Termofísica: parte de la termodinámica que estudia los cambios de calor que acompañan a los procesos físicos.

Transductor: es un dispositivo capaz de transformar o convertir una determinada manifestación de energía de entrada en otra diferente a la salida pero en valores muy pequeños en términos relativos con respecto a un generador.

Transferencia de calor: proceso de propagación de calor por distintos medios. La transferencia de calor se produce siempre que existe un gradiente térmico o cuando dos sistemas con diferentes temperaturas se ponen en contacto. El proceso persiste hasta alcanzar el equilibrio térmico, es decir, hasta que se igualan las temperaturas.

Turbina: máquina que consiste en una rueda en el interior de un tambor provista de paletas curvas sobre las cuales actúa la presión de un fluido haciendo que esta gire.

Válvula: dispositivo mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Vapor: estado en el que se encuentra un gas, cuando las moléculas que forman la materia, no reaccionan entre sí formando enlaces moleculares, sino que tienden a repelerse mutuamente, adoptando la forma y el volumen del recipiente que las contiene y tendiendo a separarse por el proceso de expansión cuando se encuentra por debajo de su temperatura crítica.

Vapor sobrecalentado: vapor a una temperatura superior a su punto de vaporización (ebullición) a la presión absoluta donde se mide la temperatura.

Xilosa: conocida también como azúcar de madera es una aldopentosa (un monosacárido que contiene cinco átomos de carbono y que contiene un grupo funcional aldehído) que tiene un isómero funcional que es la xilulosa.

Anexo II: Cotizaciones

Siemens | 6ES7315-2AG10-0AB0 | Simatic S7-300 CPU 315-2DP (Renewed)

by Amazon Renewed

Price: **\$645.00** + shipping

Ships from and sold by **Classic Automation LLC**.

Product works and looks like new. Backed by the 90-day Amazon Renewed Guarantee.

Renewed products work and look like new. These pre-owned products have been inspected and tested by Amazon-qualified suppliers. Box and accessories may be generic. All Renewed products come with the 90-day Amazon Renewed Guarantee. [Learn more](#)

- This Certified Refurbished product has been tested and certified to work and look like new, with minimal to no signs of wear, by a specialized third-party seller approved by Amazon. The product is backed by a minimum 90-day warranty, and may arrive in a generic brown or white box. Accessories may be generic and not directly from the manufacturer.
- SIEMENS SIMATIC CONTROLLER S7-300 CPU315-2 DP / 6ES7 315-2AG10-0AB0 104277

Specifications for this item

Brand Name	SIEMENS
Ean	0683193171926
Model Number	CPU 315-2DP
Number of Items	1
Part Number	6ES7315-2AG10-0AB0
UNSPSC Code	32000000
UPC	683193171926
Warranty Description	90 days limited warranty



\$645.00

+ shipping

This item ships to **El Salvador**. Get it by **Wednesday, March 25 - Monday, April 6** Choose this date at checkout.

Only 6 left in stock - order soon.

Qty: 1

\$645.00 + shipping

Add to Cart

Buy Now

Ships from and sold by **Classic Automation LLC**.

Deliver to **El Salvador**

Add to List

Share

Have one to sell?

Sell on Amazon

Siemens 6ES7 331-7Kb02-0Ab0, Input Module Analog, Simatic S7 6ES7 331-7Kb02-0Ab0 Ar

by Siemens

Available from these sellers.

- Weight: 1.67lb
- Product Dimensions: 8.00 x 8.00 x 6.00 inches
- Condition: Used - Like New

Specifications for this item

Brand Name	Siemens
Item Weight	1.67 pounds
Model Number	6ES7 331-7KB02-0AB0 AR
Number of Items	1
Part Number	6ES7 331-7KB02-0AB0 AR
UNSPSC Code	40000000



Deliver to **El Salvador**

See All Buying Options

Add to List

Share

Have one to sell?

Sell on Amazon

6GK1561-2AA00 Tarjeta PCI Siemens profibusmpi ** nuevo ** 6GK1 561-2AA00 - mostrar título original

★★★★★ Sé el primero en [escribir una reseña](#).

Estado: **Nuevo**

Precio: **US \$525.00**

¡Cómpralo ahora!

Agregar al carro de compras

• Agregar a la Lista de favoritos

Usuario antiguo

Se aceptan devoluciones

Envío: **USD35.00** Expedited Shipping from China/Hong Kong/Taiwan to worldwide | [Ver detalles](#)

Los envíos internacionales pueden estar sujetos a trámites de aduana y tarifas adicionales.

Ubicación del artículo: Xiamen,Fujian, China

Realiza envíos a: Todo el mundo [Ver evoluciones](#)

Entrega: **Previsto entre el mar. 24 mar. y el mar. 31 mar.**

El vendedor hace el envío 5 días después de que el [pago se hace efectivo](#).

Pagos:

Devoluciones: **14 día devoluciones**. El comprador paga por la devolución del artículo | [Ver detalles](#)

Compra con confianza



Devolución de tu Dinero de eBay

Recibe el artículo que compraste o te devolvemos tu dinero. [Más información](#)

Información del vendedor

xmkong (120)

92.6% Comentarios positivos

Guardar este vendedor

Contactar al vendedor

Visitar tienda

Ver otros artículos





Click image to open expanded view



Siemens 567-452 CP 567 (Enclosures) Control Cabinet, Steel, H x 24.3" W x 6" D, Grey
by Siemens

Price: **\$117.71** + \$351.74 Shipping & Import Fees Deposit to El Salvador [Details](#)

Ships from and sold by Amazon.com.
This item is returnable - | Free Amazon tech support included -

- NEMA Type 1 rated. UL listed under UL508 industrial control panel enclosures. CSA listed
 - 16 ga steel cabinets are symmetrical and can be mounted with door hinge on left or right
 - Removable perforated steel subpanel permits easy device mounting with no drilling
 - Removable door with lock and keys. Cabinet provided with Conduit knockouts
 - Attractive gray powder coat finish supports use in occupied areas
- [See more product details](#)

\$117.71

+ \$351.74 Shipping & Import Fees Deposit to El Salvador [Details](#)

This item ships to **El Salvador**. [Learn more](#)

Only 1 left in stock (more on the way).

Qty: 1

[Add to Cart](#)

[Buy Now](#)

Ships from and sold by Amazon.com.

Add gift options

[Deliver to El Salvador](#)

[Add to List](#)

[Add to Wedding Registry](#)



Siemens | 6ES7953-8LF11-0AA0 | Micro Memory Card (MMC) 64KB (Certified Refurbished)
by Amazon Renewed

Price: **\$38.00** + shipping

Ships from and sold by Classic Automation LLC.
Item is returnable in 30 days and restocking fee may apply -

Product works and looks like new. Backed by the 90-day Amazon Renewed Guarantee.

Renewed products work and look like new. These pre-owned products have been inspected and tested by Amazon-qualified suppliers. Box and accessories may be generic. All Renewed products come with the 90-day Amazon Renewed Guarantee. [Learn more](#)

- This Certified Refurbished product has been tested and certified to work and look like new, with minimal to no signs of wear, by a specialized third-party seller approved by Amazon. The product is backed by a minimum 90-day warranty, and may arrive in a generic brown or white box. Accessories may be generic and not directly from the manufacturer.
- 2 year warranty.



Specifications for this item

Brand Name	Siemens
Ean	0683332055032
Item Weight	3.00 pounds
Number of Items	1
Part Number	6ES7953-8LF11-0AA0
UNSPSC Code	41000000
UPC	683332055032
Warranty Description	90 days limited warranty

\$38.00

+ shipping

This item ships to **El Salvador**. **Get it by Wednesday, March 25 - Monday, April 6** Choose this date at checkout.

Only 14 left in stock - order soon.

Qty: 1

\$38.00 + shipping

[Add to Cart](#)

[Buy Now](#)

Ships from and sold by Classic Automation LLC.

[Deliver to El Salvador](#)

[Add to List](#)



Have one to sell?

[Sell on Amazon](#)



2 X EJA210 BRIDA montada transmisores de presión diferencial-Nivel del Tanque de Líquido - mostrar título original

Estado: **Usado**

Precio: **AUD5 400.00**
Aproximadamente US \$3 322.89

[¡Cómpralo ahora!](#)

[Agregar al carro de compras](#)

Mejor oferta:

[Hacer oferta](#)

[Agregar a la Lista de favoritos](#)

Usuario antiguo

No se aceptan devoluciones

Envío: Es posible que no se hagan envíos a El Salvador - Para conocer las opciones de envío, lee la descripción del artículo o contacta al vendedor. | [Ver detalles](#)

Ubicación del artículo: Bayswater, WA, Australia
Realiza envíos a: Australia

Entrega: Varía

Pagos:

Devoluciones: El vendedor no acepta devoluciones | [Ver detalles](#)

Compra con confianza

Devolución de tu Dinero de eBay
Recibe el artículo que compraste o te devolvemos tu dinero. [Más información](#)

Información del vendedor


broajorda (425 ★)

100% Comentarios positivos

[Guardar este vendedor](#)

[Contactar al vendedor](#)

[Ver otros artículos](#)



AZ7752
Temp. CO2

CO2 ppm
970

Temp. CO2
20.8°C

Detector de gas AZ7752 Digital Tester Medidor de Temperatura CO2/analizador de dióxido de carbono - mostrar título original

★★★★★ Sé el primero en [escribir una reseña](#).

Estado: **Nuevo**

Cantidad: 2 disponible(s) / 1 vendido

Precio: **US \$219.99**

[¡Cómpralo ahora!](#)

[Agregar al carro de compras](#)

[Agregar a la Lista de favoritos](#)

Usuario antiguo Envío gratis Se aceptan devoluciones

Envío: **GRATIS** Standard SpeedPAK from China/Hong Kong/Taiwan | [Ver detalles](#)
 Los envíos internacionales pueden estar sujetos a trámites de aduana y tarifas adicionales.
 Ubicación del artículo: HongKong.HK, Hong Kong
 Realiza envíos a: Todo el mundo

Entrega: **Previsto entre el vie. 27 mar. y el jue. 30 abr.**
 El vendedor hace el envío 3 días después de que el [pago se hace efectivo](#).

Pagos:

Devoluciones: 30 día devoluciones. El comprador paga por la devolución del artículo | [Ver detalles](#)

Compra con confianza

Devolución de tu Dnero de eBay
 Recibe el artículo que compraste o te devolvemos tu dinero. [Más información](#)

Información del vendedor
 2011sunnynchen (2755 ★)
 96.9% Comentarios positivos

[Guardar este vendedor](#)
[Contactar al vendedor](#)
[Visitar tienda](#)
[Ver otros artículos](#)

Siemens | 6ES7307-1EA00-0AA0 | PS-307 Power Supply Module (Renewed)

by [Amazon Renewed](#)

Available from [these sellers](#).

Product works and looks like new. Backed by the 90-day Amazon Renewed Guarantee.

Renewed products work and look like new. These pre-owned products have been inspected and tested by Amazon-qualified suppliers. Box and accessories may be generic. All Renewed products come with the 90-day Amazon Renewed Guarantee. [Learn more](#)

- This Certified Refurbished product has been tested and certified to work and look like new, with minimal to no signs of wear, by a specialized third-party seller approved by Amazon. The product is backed by a minimum 90-day warranty, and may arrive in a generic brown or white box. Accessories may be generic and not directly from the manufacturer.

Specifications for this item

Brand Name	Siemens
Ean	0751889090926
Item Weight	1.30 pounds
Model Number	PS307
Number of Items	1
Part Number	6ES7307-1EA00-0AA0
UNSPSC Code	32000000
UPC	751889090926
Warranty Description	90 days limited warranty



Qty: 1

[Deliver to El Salvador](#)

[See All Buying Options](#)

[Add to List](#)

Share

Have one to sell? [Sell on Amazon](#)

BrosTrend®
 Get 600Mbps better WiFi speed for desktop & laptop

600Mbps USB WiFi adapter with WiFi antenna of external high gain; Mini size design; 5GHz ...

★★★★★ 263

\$14.99

[Ad feedback](#)

Liquid Turbine Flow Meter Sensor Counter Indicator Transmitter Threaded Connections DC24V 4-20mA Output

by [Barry Century](#)

Available from [these sellers](#).

- 1. The sensor bearing push type so far, not only ensure accuracy, and improve its performance.
- 2. Simple structure, firm and tear open outfit is convenient, applicable high pressure measurement.
- 3. Wide measuring range, the diameter of 1:20, for small ", floor lower velocity.
- 4. The pressure loss small, repeatability, short-term repeatability could reach 0.05% ~ 0.2%. High precision, the general of plus or minus 1%, plus or minus 0.5%, high precision type of plus or minus 0.2%.
- 5. The output pulse frequency signal, and is suitable for transient flow, accumulated measurement, no zero drift, strong anti-interference ability.

Specifications for this item

Brand Name	Barry Century
Number of Items	1
Part Number	LWGB-32
UNSPSC Code	41000000

[See more product details](#)



[Deliver to El Salvador](#)

[See All Buying Options](#)

[Add to List](#)

Share

Have one to sell? [Sell on Amazon](#)



Honeywell STT25S Hart STT3000 Medidor de transductor Transmisor De Temperatura Sensor - mostrar título original

★★★★★ Sé el primero en [escribir una reseña](#).

Estado: **New – Open box**

Cantidad: Más de 10 disponibles / [1 vendido](#)

Precio: **US \$399.99** [¡Cómpralo ahora!](#)

[Agregar al carro de compras](#)

Mejor oferta: [Hacer oferta](#)

[Agregar a la Lista de favoritos](#)

Usuario antiguo Se aceptan devoluciones

Envío: **USD45.00** Standard International Shipping | [Ver detalles](#)

Los envíos internacionales pueden estar sujetos a trámites de aduana y tarifas adicionales. [Ver detalles](#)

Ubicación del artículo: Karachi, Pakistán

Realiza envíos a: Todo el mundo

Entrega: [Puede variar para artículos enviados desde otros países](#)

Pagos: 

Devoluciones: 30 día devoluciones. El comprador paga por la devolución del artículo | [Ver detalles](#)

Compra con confianza

 **Devolución de tu Dinero de eBay**

Recibe el artículo que compraste o te devolvemos tu dinero. [Más información](#)

Información del vendedor

irmsz222 (216 )

95.5% Comentarios positivos

[Guardar este vendedor](#)

[Contactar al vendedor](#)

[Visitar tienda](#)

[Ver otros artículos](#)



Un nuevo-Siemens 6ES7 322-5GH00-0AB0 - mostrar título original

Estado: **Nuevo**

Cantidad: 5 disponible(s)

Precio: **US \$511.20** [¡Cómpralo ahora!](#)

[Agregar al carro de compras](#)

Mejor oferta: [Hacer oferta](#)

[Agregar a la Lista de favoritos](#)

Usuario antiguo Se aceptan devoluciones

Envío: **USD28.00** FedEx International Economy | [Ver detalles](#)

Los envíos internacionales pueden estar sujetos a trámites de aduana y tarifas adicionales. [Ver detalles](#)

Ubicación del artículo: CHINA, China

Realiza envíos a: Todo el mundo. [Ver exclusiones](#)

Entrega: [Puede variar para artículos enviados desde otros países](#)

Pagos: 

Devoluciones: 30 día devoluciones. El comprador paga por la devolución del artículo | [Ver detalles](#)

Compra con confianza

 **Vendedor sobresaliente**

Vendedor confiable, envío rápido y devoluciones fáciles. [Más información](#)

 **Devolución de tu Dinero de eBay**

Recibe el artículo que compraste o te devolvemos tu dinero. [Más información](#)

Información del vendedor

z1b1981 (4760 )

98.4% Comentarios positivos

[Guardar este vendedor](#)

[Contactar al vendedor](#)

[Visitar tienda](#)

[Ver otros artículos](#)

Anexo III: Solicitud de visita técnica

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Escuela de Ingeniería Eléctrica

Ciudad Universitaria, 21 de marzo de 2019
Ref. EIE-032-2019.

Grupo El Ángel
Presente.

Estimados Señores:

Reciban un cordial saludo, deseándole éxitos en el desempeño de sus funciones y actividades diarias.

A través de la presente hacemos de su conocimiento que los Bachilleres: Hernández Méndez Israel Benjamín y Martínez Avilés José Abel están cursando su Trabajo de Graduación: **DISEÑO Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE CALDERA BASADOS EN ESTÁNDARES Y NORMAS INTERNACIONALES**, en el Ciclo I-19, de la Carrera de Ingeniería Eléctrica. Dentro de este trabajo necesitan observar las instalaciones, procedimientos y manejo de los sistemas de control de las calderas.

Por lo que le solicitamos su valiosa colaboración a fin de permitirles el acceso a la institución.

Agradeciendo la atención a la presente, aprovecho la oportunidad de saludarles.

Atentamente,

"HACIA LA LIBERTAD POR LA CULTURA"





Ing. José Miguel Hernández
Asesor
Trabajo de Graduación




V.B. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Final Avenida "Mártires Estudiantes del 30 de julio", Ciudad Universitaria, San Salvador, El Salvador, C.A.
Apartado Postal 740, Tel.: (503) 2226 1683 Fax: (503) 2225 2506

RE: solicitud para información técnica de calderas > Recibidos x



Carmen Elena Calderon <carmen.calderon@ingenioelangel.com.sv>
para mí ▾

15 abr. 2019 14:33 ☆ ↶ ⋮

La carta si la recibimos y esta bien, pero como te indique el personal ya salió de vacaciones.

Saludos!

De: ISRAEL BENJAMIN HERNANDEZ MENDEZ <bnj.mendez@gmail.com>

Enviado el: viernes, 12 de abril de 2019 3:11 p. m.

Para: Carmen Elena Calderon <carmen.calderon@ingenioelangel.com.sv>

Asunto: Re: solicitud para información técnica de calderas

Buenas tardes Inga. Carmen Elena, de parte de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador se le ha enviado una carta corregida tal como me indico el ingeniero Germán Molina, agradeceríamos que nos hagan saber si existe algún error en la redacción de la carta para hacerle las correcciones pertinentes a la brevedad posible. Que pase unas excelentes vacaciones.

Ok. Gracias. OK, gracias.

↶ Responder ↷ Reenviar

RE: solicitud para información técnica de calderas > Recibidos x



Carmen Elena Calderon <carmen.calderon@ingenioelangel.com.sv>
para mí ▾

lun., 15 abr. 2019 14:32 ☆ ↶ ⋮

Israel

Comentarte que el ingeniero Molina esta de vacaciones del 15 de abril al 02 de mayo. y no ha quedado nadie a cargo pues son vacaciones colectivas.

Hasta nuevo aviso.

Saludos. Carmen Elena.

De: ISRAEL BENJAMIN HERNANDEZ MENDEZ <bnj.mendez@gmail.com>

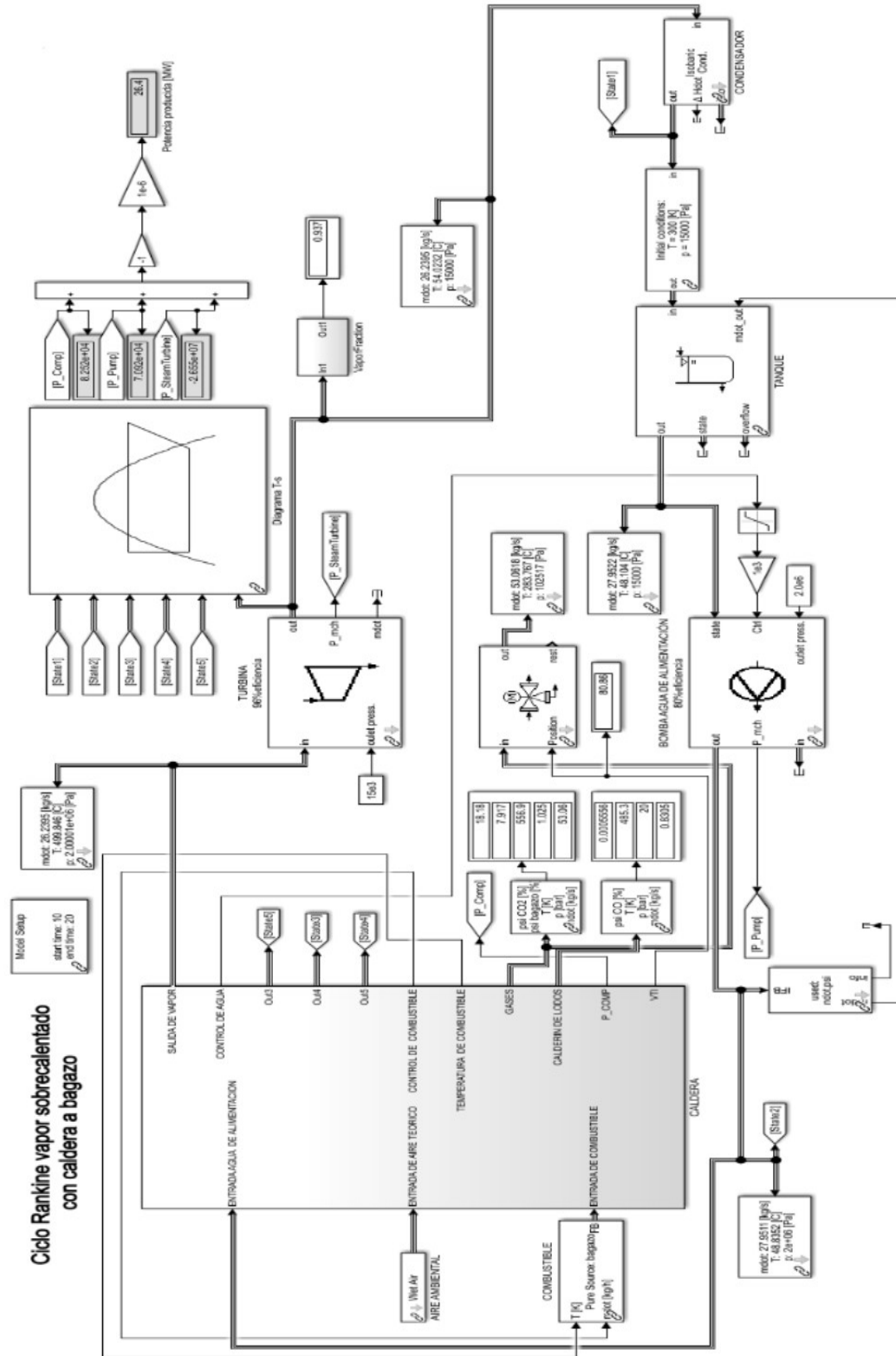
Enviado el: viernes, 12 de abril de 2019 3:11 p. m.

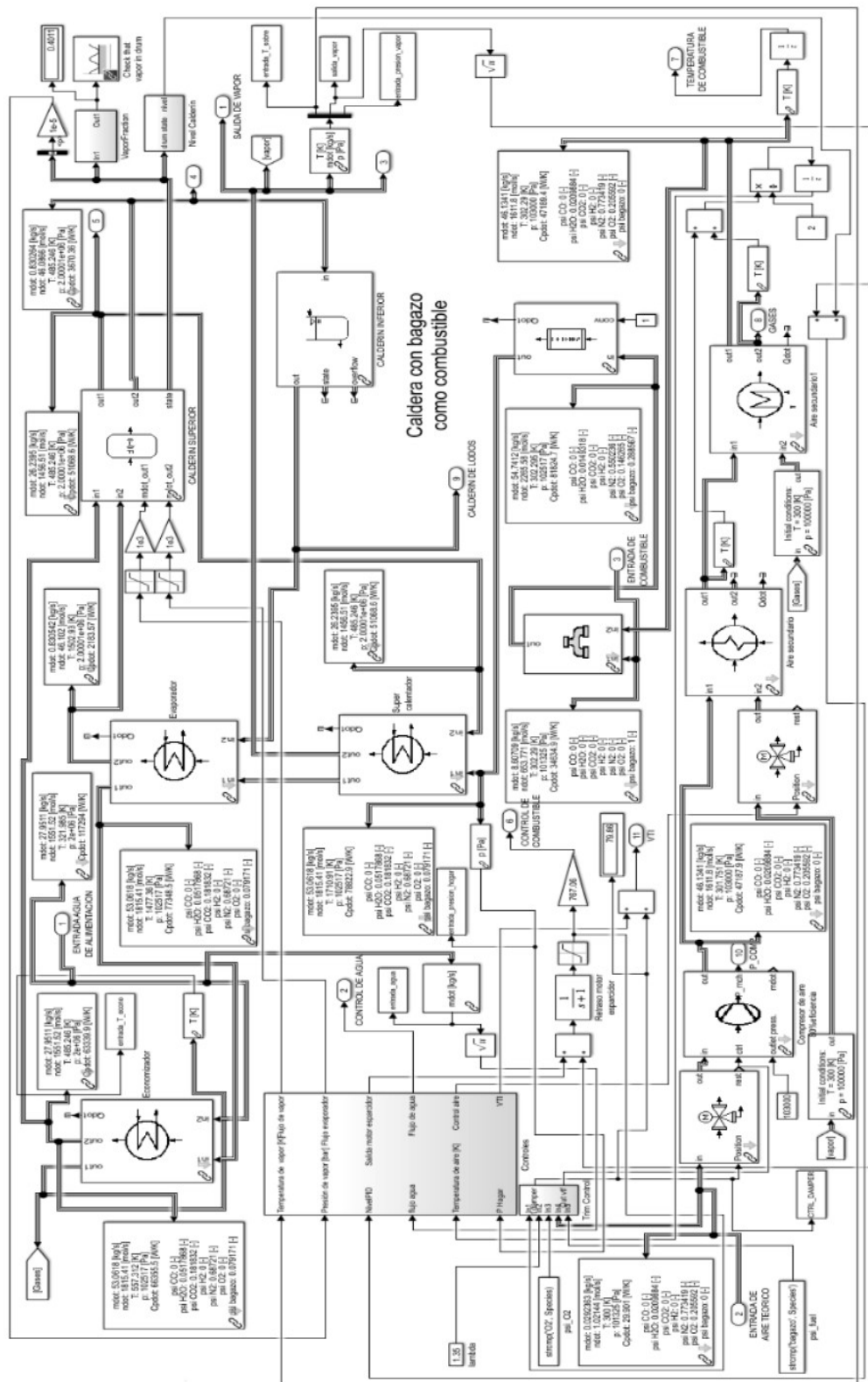
Para: Carmen Elena Calderon <carmen.calderon@ingenioelangel.com.sv>

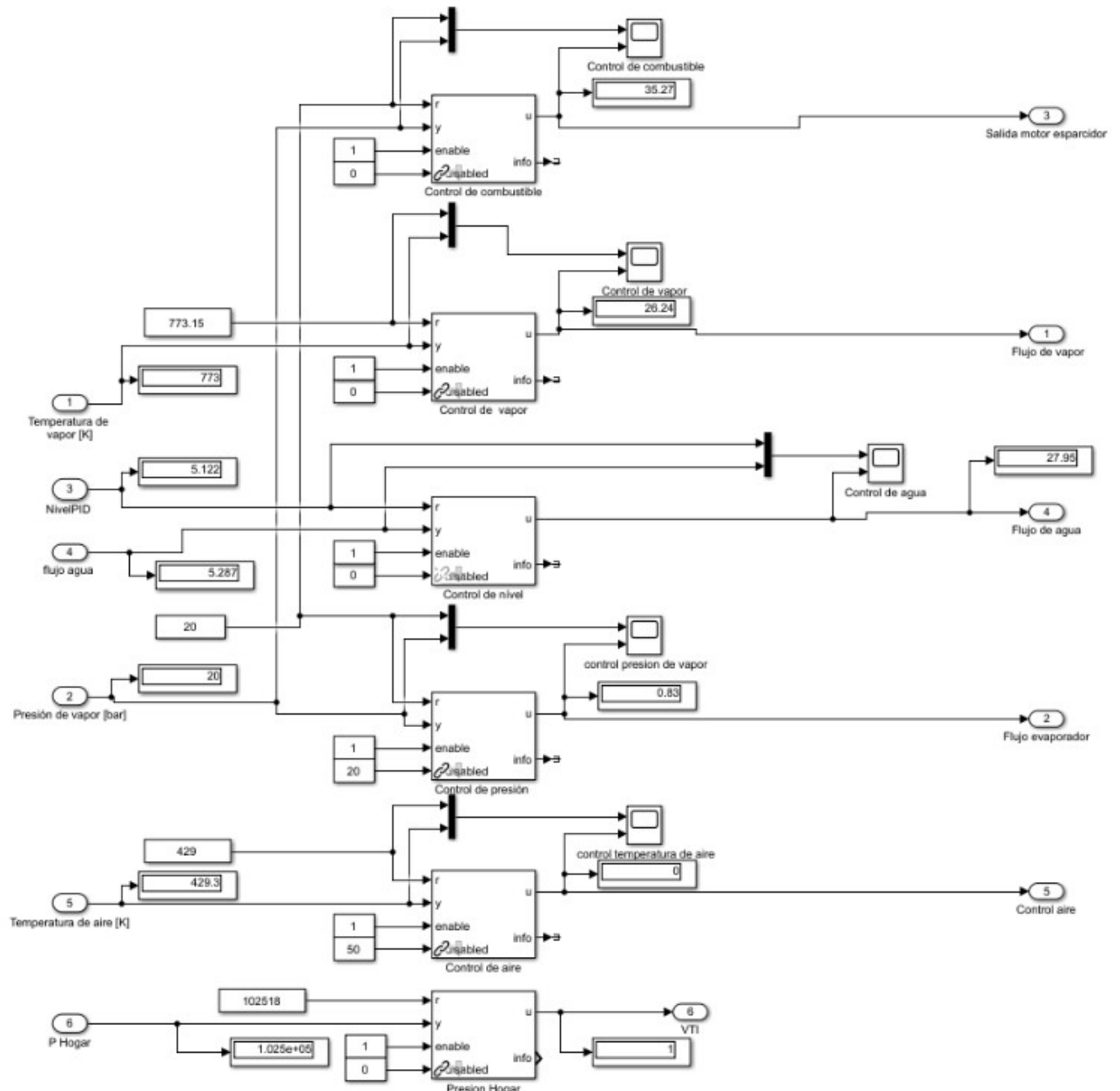
Asunto: Re: solicitud para información técnica de calderas

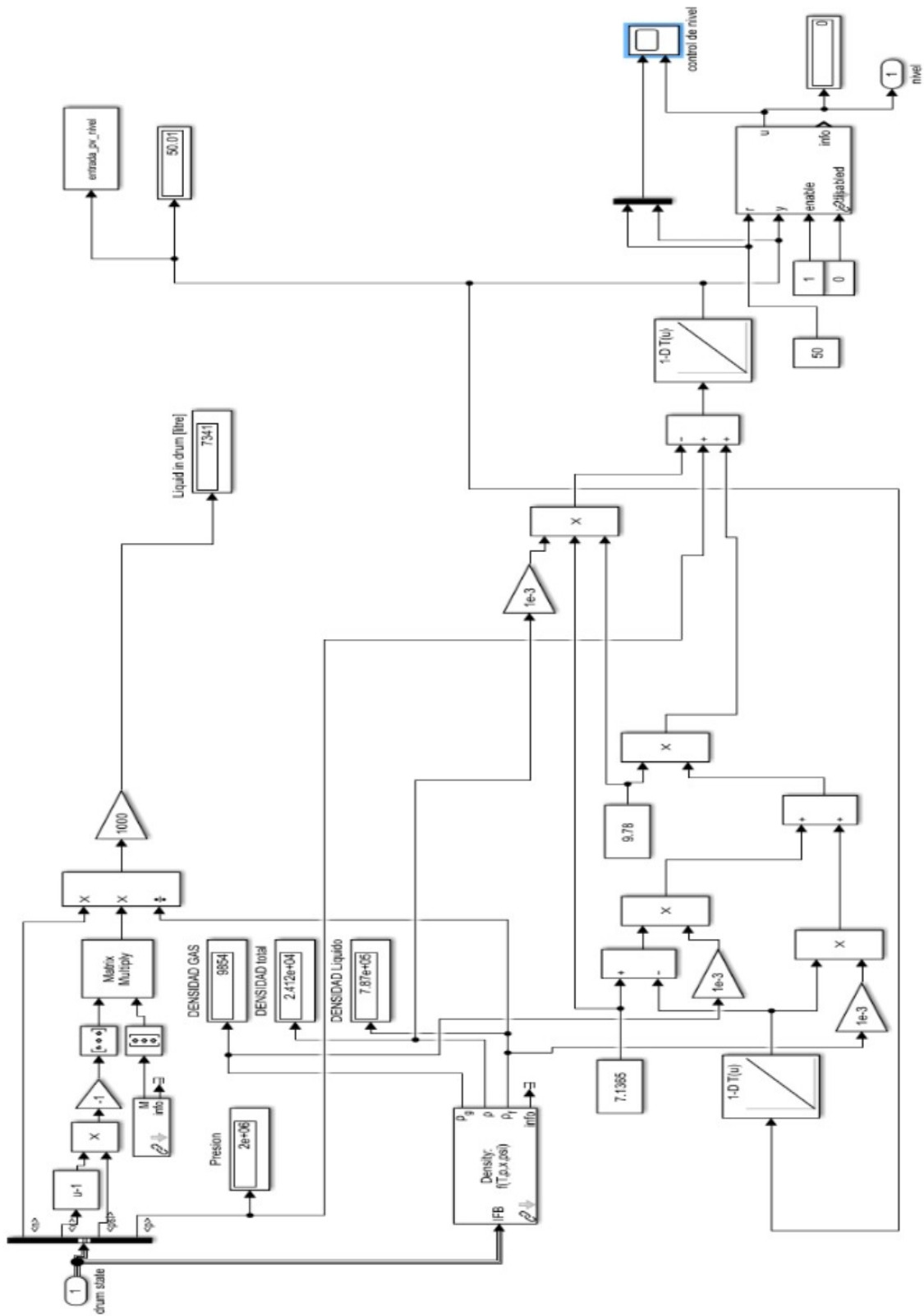
Buenas tardes Inga. Carmen Elena, de parte de la escuela de ingeniería eléctrica de la Universidad de El Salvador se le ha enviado una carta corregida tal como me indico el ingeniero Germán Molina, agradeceríamos que nos hagan saber si existe algún error en la redacción de la carta para hacerle las correcciones pertinentes a la brevedad posible. Que pase unas excelentes vacaciones.

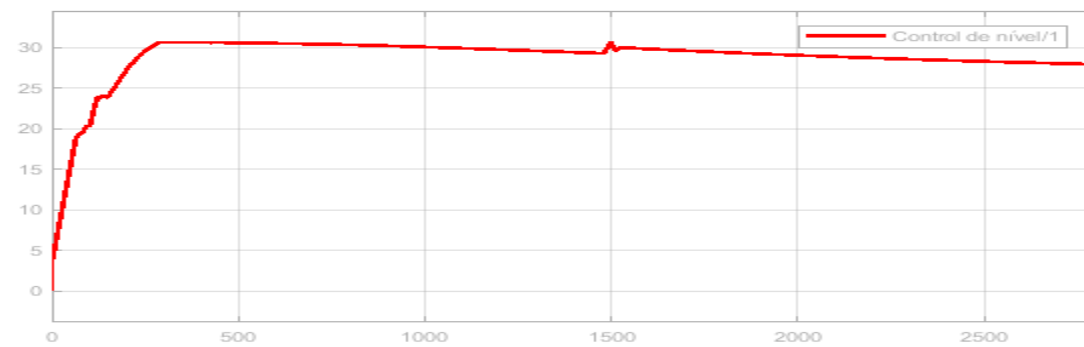
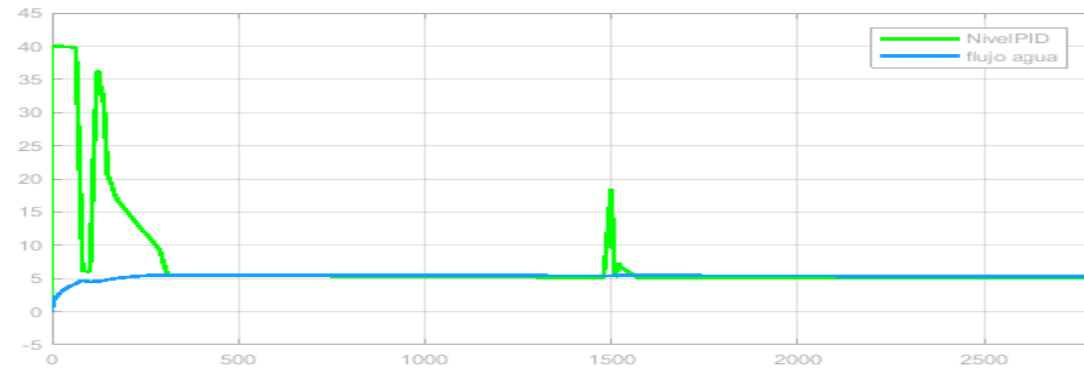
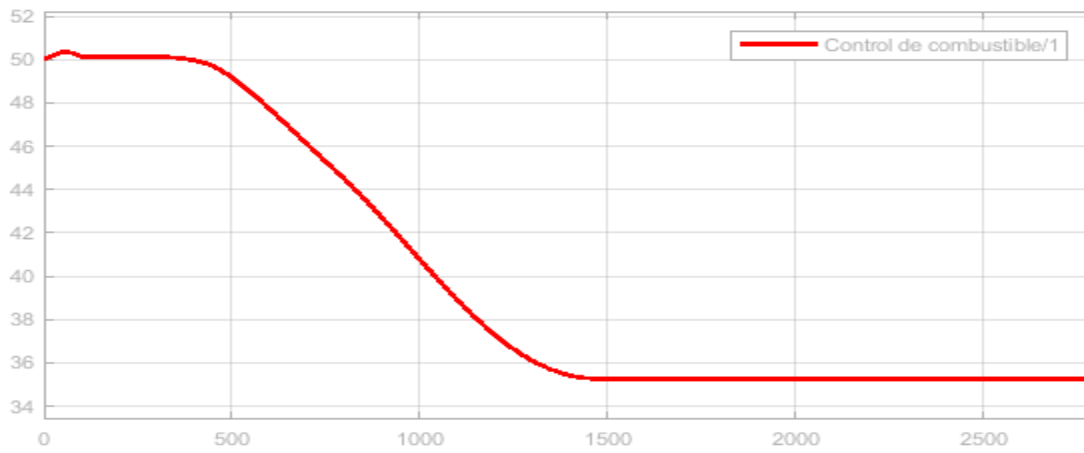
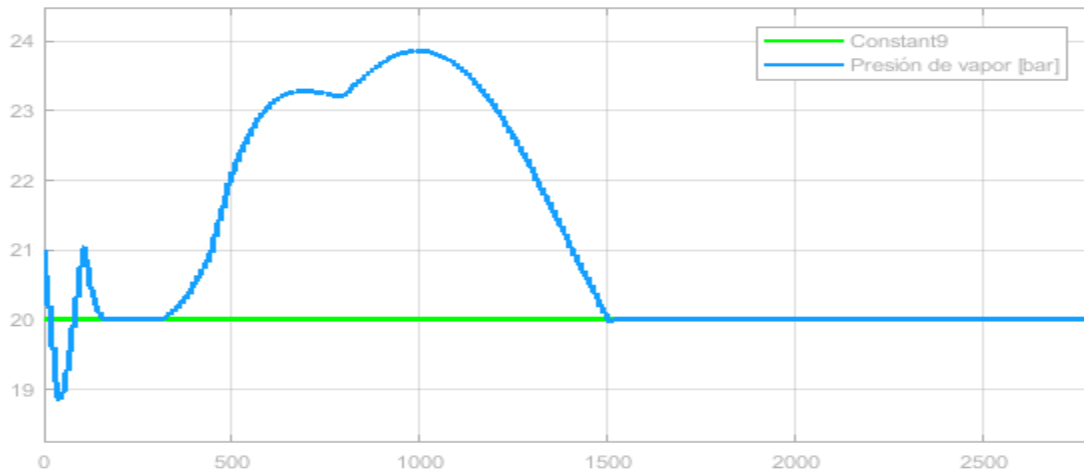
Anexo IV: Simulación final Matlab/Simulink

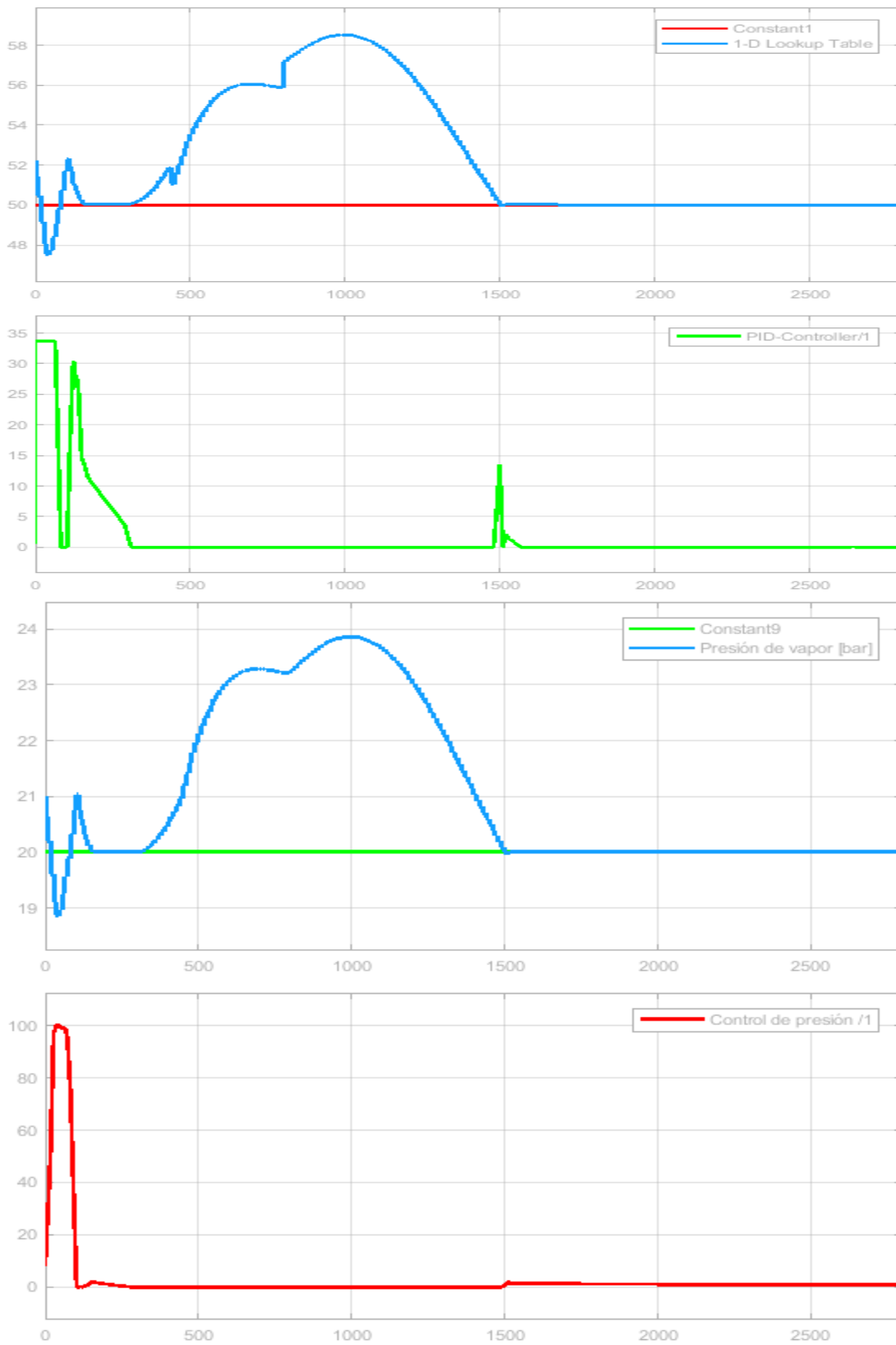


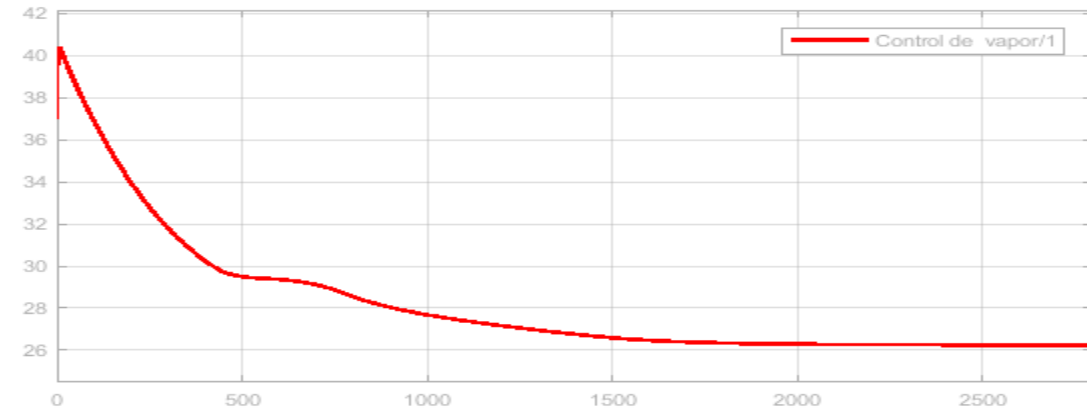
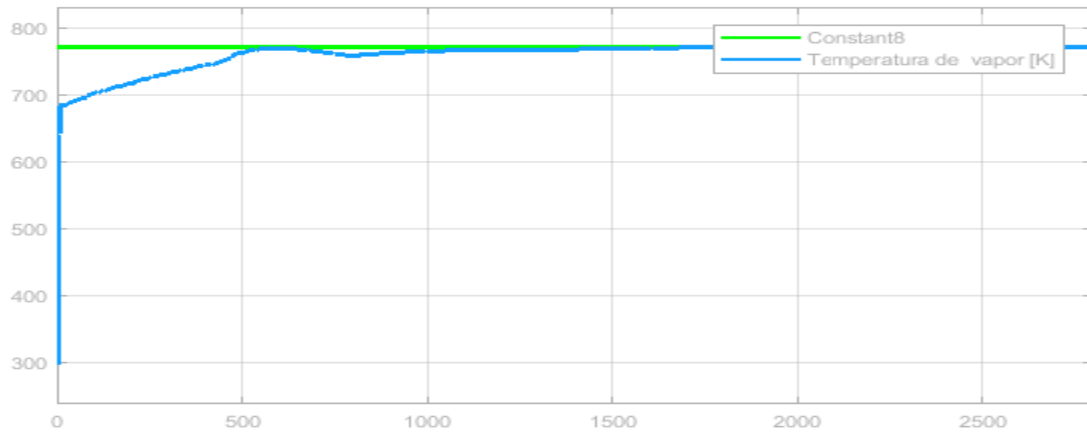
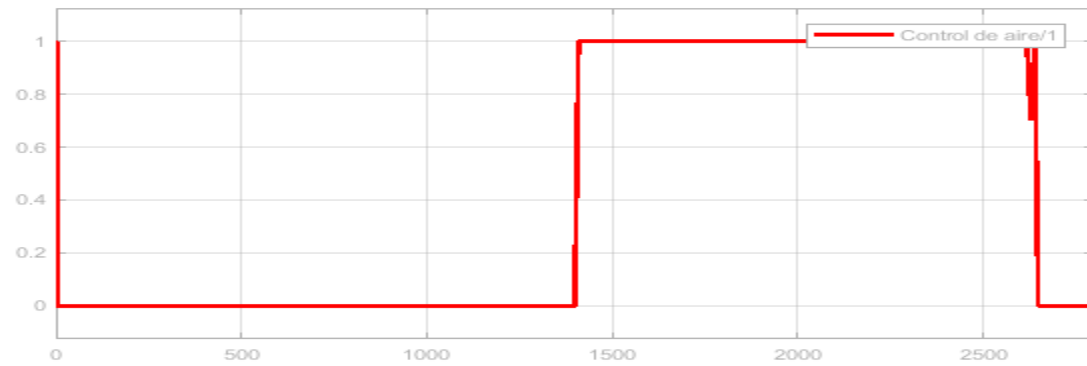
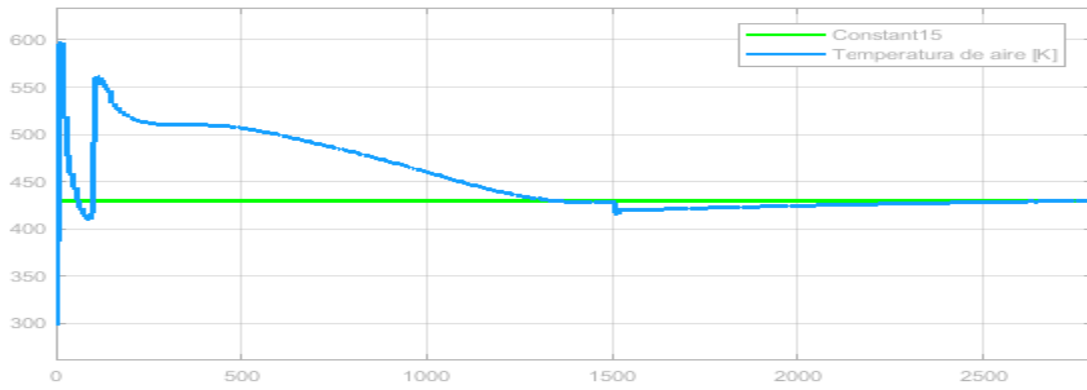


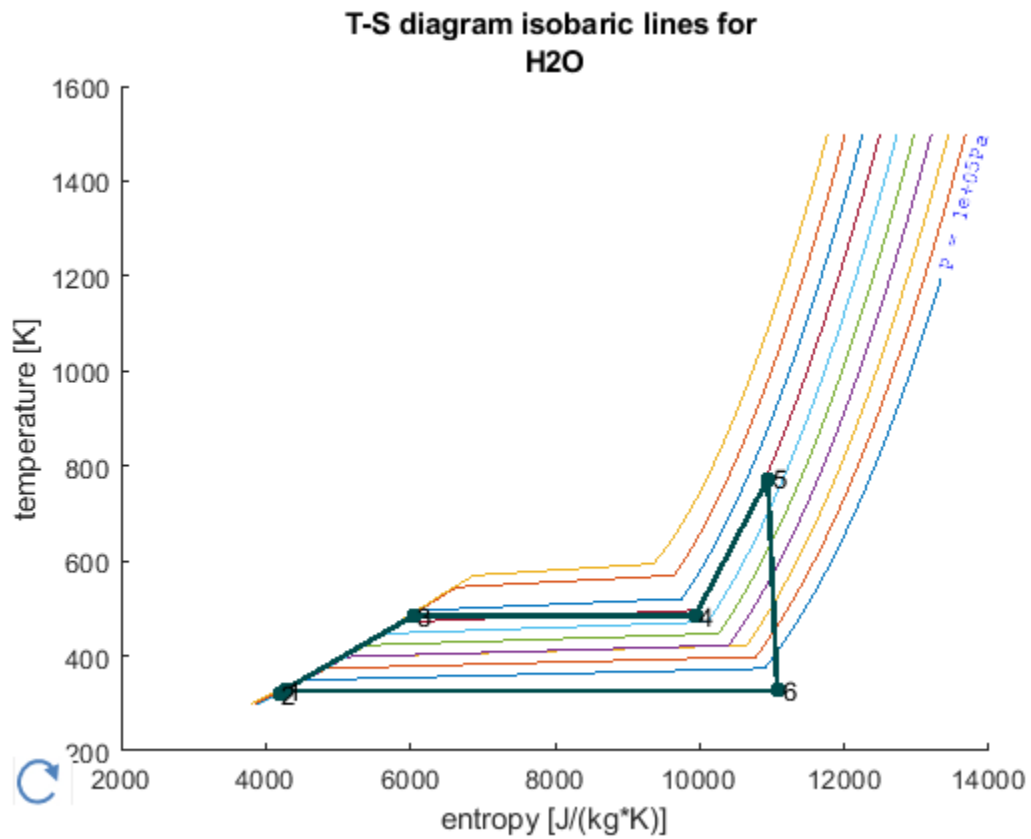












Anexo V: Programa para PLC

<https://drive.google.com/file/d/1IAOOgjyZ3Uhkm2WkLIuOUOaUW1f4jArZ/view?usp=sharing>