



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750 PSI,
MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, A
TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES
DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA**

Tito Saúl Pérez Cifuentes

Asesorado por el Ing. José Gabriel Catalán Álvarez

Guatemala, julio de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750 PSI,
MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, A
TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES
DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

Tito Saúl Pérez Cifuentes

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GABRIEL CATALÁN ÁLVAREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRÓNICO

GUATEMALA, JULIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Zalazar
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. José Gabriel Catalán Álvarez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750 PSI,
MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, A
TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES
DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha febrero de 2009.


Tito Saúl Pérez Cifuentes

CENTRAL AGRO INDUSTRIAL GUATEMALTECA, S.A.
MADRE TIERRA

Km 94½ Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla, Guatemala, Centro América
Teléfax (502) 6685-4900 Ext. 1216

14 de Mayo de 2010

Señores
Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería

Por este medio hago constar que tuve a la vista el trabajo de graduación del estudiante universitario Tito Saul Perez Cifuentes, quien se identifica con carne No. 1999-19419 el cual se titula **“Implementación de Sistema de Control DCS para una caldera de 750 PSI, mejorando la eficiencia del proceso de producción de energía, a través de nuevas estrategias de control y la implementación de buses de campo Modbus, Fieldbus y Devicenet, Ingenio Madre Tierra.”** Previo a optar el título de Ingeniero Electronico siendo revisado a mi entera satisfacción.

Las conclusiones y recomendaciones expresadas en dicho trabajo son responsabilidad única y exclusiva del autor y el asesor.

Atentamente,


José Gabriel Catalán Álvarez
Ingeniero Electricista

JOSE GABRIEL CATALAN ALVAREZ
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 5872





Guatemala, 14 de julio de 2011.
Ref.EPS.DOC.836.07.11.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

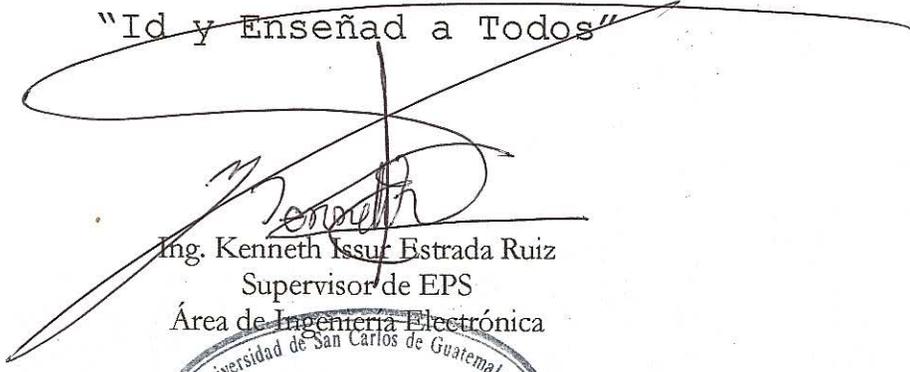
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Tito Saúl Pérez Cifuentes** de la Carrera de Ingeniería Electrónica, con carné No. **199919419**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750PSI MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATÉGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA"**.

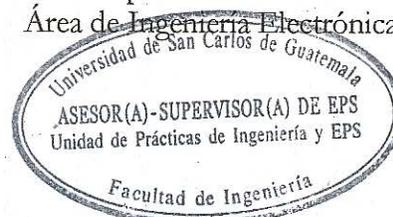
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Electrónica



c.c. Archivo



Guatemala, 14 de julio de 2011.
Ref.EPS.D.593.07.11.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750PSI MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Tito Saúl Pérez Cifuentes**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. José Gabriel Catalán Álvarez y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena de Serrano
Directora Unidad de EPS



NISZ/ra



Ref. EIME 47.2011
Guatemala, 15 de JULIO 2011.

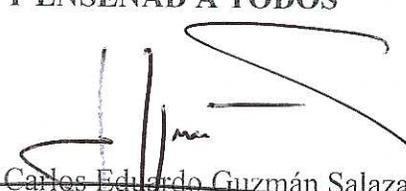
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA
CALDERA DE 750PSI MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL
PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DE NUEVAS
ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE
BUSES DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO
MADRE TIERRA", del estudiante TITO SAÚL PÉREZ
CIFUENTES, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
Coordinador Área Electrónica



CEGS/sro



REF. EIME 47. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Tito Saúl Pérez Cifuentes titulado: "IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750PSI MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 18 DE JULIO 2,011.



DTG. 303.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA DE CONTROL DCS PARA UNA CALDERA DE 750PSI MEJORANDO LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A TRAVÉS DE NUEVAS ESTRATEGIAS DE CONTROL Y LA IMPLEMENTACIÓN DE BUSES DE CAMPO MODBUS, FIELDBUS Y DEVICENET, INGENIO MADRE TIERRA**, presentado por el estudiante universitario **Tito Saúl Pérez Cifuentes**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 3 de julio de 2012.



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

A lo largo de esta carrera he visto tu gracia y tu favor hacia mí. Eres a quien más debo este triunfo.

Andrea Pérez

Cuanta alegría sería tenerte a mi lado en estos momentos. Pero aún existe la esperanza de volverte a ver.

Mi hija

María Sofía Pérez, este éxito es parte de la carrera que has de continuar, sin olvidar que todo lo que haces es para Dios.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres

Tito Pérez y Eva Cifuentes de Pérez, por los consejos, comprensión, apoyo, paciencia y todo su esfuerzo, este logro no es sólo mío, es de ustedes también.

Mi esposa

Julia María Orellana de Pérez, por tu apoyo y ayuda incondicional.

Mis hermanas

Karen y Fabiola Pérez, por ser parte de este esfuerzo en conjunto.

Mis tíos

Por ese apoyo incondicional y sabios consejos. En especial a Juan de Dios Cifuentes, Olga de Cifuentes, Guillermo Pérez y Aura Estela Pérez.

Mis amigos

Con quienes he compartido dentro y fuera de esta Facultad, buenos y malos momentos, gracias por su amistad incondicional. En especial a Axel Morales.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	I
FIGURAS	II
TABLAS.....	IV
GLOSARIO	VI
RESUMEN.....	XII
OBJETIVOS	XIV
INTRODUCCIÓN.....	XVI
1	1

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Mapa de Escuintla.....	3
2.	Sistemas de caldera.....	9
3.	Caldera piro tubular.....	10
4.	Caldera acuatubular.....	11
5.	Lazo de control de temperatura	12
6.	Control automático de temperatura	13
7.	Transmisor de presión.....	16
8.	Transmisor de temperatura.....	17
9.	Medición de nivel.....	19
10.	Medición de flujo placa de orificio.....	21
11.	Medición de flujo annubar.....	21
12.	Lazo en representación SAMA.....	28
13.	Diagrama de bloques de caldera.....	31
14.	Control razón de combustión.....	34
15.	Control de temperatura de vapor.....	36
16.	Desempeño en nivel de domo.....	37
17.	Control de nivel de domo	38
18.	Control de presión de hogar.....	39
19.	Control de ajuste por exceso de oxígeno.....	40
20.	Control de combustión	42
21.	Control de presión de relleno.....	44
22.	Control de nivel y control de presión del desaereador.....	45
23.	Control de Nivel del tanque de transferencia	46
24.	Control de presión de eyector.....	47

25.	Control de temperatura de eyector	48
26.	Control de nivel de <i>HotWell</i>	49
27.	Red DeltaV de 8 nodos	53
28.	Procesador y tarjetas E/S del DeltaV.....	54
29.	Arquitectura básica del DeltaV.....	56
30.	Red de tierras DeltaV en Madre Tierra	60
31.	Instalación de potencia para el DeltaV	61
32.	DeltaV operate.....	64
33.	DeltaV explorer.....	65
34.	DeltaV control studio.....	65
35.	Módulo AI_MG_50.....	67
36.	Módulo AO_MG_50.....	68
37.	Módulo CMT_MG_50.....	69
38.	Módulo CSD_MG_50.....	69
39.	Módulo PID_SR.....	70
40.	Módulo PID_MSTR_SOFT_P.....	71
41.	Módulo PID_SOFT_P.....	71
42.	Módulo DV_12_NC_ILP.....	72
43.	Estructura del mensaje ModBus	89
44.	Infraestructura de la red ModBus.....	90
45.	Capas del protocolo Foundation FieldBus.....	94
46.	MacroCiclo de Foundation FieldBus.....	95
47.	Infraestructura de la red Foundation FieldBus.....	97
48.	Cálculo de distancia máxima	98
49.	Red Foundation FieldBus	99
50.	Infraestructura de la red DeviceNet.....	106
51.	Código de colores en DeviceNet.....	107
52.	Red DeviceNet.....	108
53.	Ejemplo de asignación de tag a los bloques.....	110
54.	Interfaz humano máquina de caldera trabajando en bagazo	129

55.	Interfaz humano máquina de caldera trabajando en gasóleo	130
56.	Interfaz Humano máquina del área de condensados.....	131
57.	Instalación de tarjetas, fuentes, etcétera.....	132
58.	Cableado de fuentes de poder y tierras físicas	132
59.	Vista del gabinete instalado en el cuarto de control	133
60.	Cableado de señales analógicas	134
61.	Estaciones de trabajo instaladas en el cuarto de control	134

TABLAS

I.	Tipos de medición de flujo.....	20
II.	Protocolos de comunicación	24
III.	Tipos de dispositivos en simbología SAMA.....	26
IV.	Letras de medición e indicación simbología SAMA.....	27
V.	Procesamiento de señal simbología SAMA	27
VI.	Rangos de operación de los productos DeltaV	57
VII.	Salidas analógicas	73
VIII.	Entradas analógicas	74
IX.	Salidas discretas	77
X.	Entradas discretas	78
XI.	Requerimientos de tarjetas E/S	80
XII.	Requerimientos de licenciamiento	81
XIII.	Requerimientos de estaciones	81
XIV.	Propiedades de ModBus / ASCII y ModBus / RTU	86
XV.	Intervalos de registros ModBus	87
XVI.	Códigos de función comunes en ModBus	88
XVII.	Direcciones de red ModBus implementada	91
XVIII.	Registros a leer en el medidor ION 86000	92
XIX.	Bloques básicos de Foundation FieldBus	96
XX.	Distancias máximas según tipo de cable.....	98

XXI.	Comisionamiento de la red Foundation FieldBus	100
XXII.	Comisionamiento de la red Foundation FieldBus	101
XXIII.	Velocidades de la red DeviceNet	104
XXIV.	Direcciones de la red DeviceNet	108
XXV.	Ejemplo de asignación de módulos	109
XXVI.	Asignación de módulos según estrategias de control	111
XXVII.	Asignación física de entradas y salidas	122

GLOSARIO

Calor latente	A ese calor que agregado a una sustancia que no origina cambio de nivel térmico o temperatura, se denomina calor latente, o sea, como su nombre lo indica, ese calor se encuentra latente y se consume en la acción de transformación física.
Calor sensible	Al agregar energía a un cuerpo provoca un aumento de la temperatura, a ese estado calórico cuya variación de nivel puede determinarse, mediante un termómetro, que es sensible a ella, se denomina calor sensible.
Ciclo termodinámico	Un ciclo termodinámico se define como una serie de procesos termodinámicos durante los cuales el fluido de operación puede someterse a cambios que comprendan transiciones de energía, y, a continuación retornar a su estado original.
Combustión	La combustión se basa en la reacción química exotérmica de una sustancia o mezcla de sustancias llamada combustible con el oxígeno. Es característica de esta reacción la formación de una llama, que es la masa gaseosa incandescente que emite luz y calor, que está en contacto con la sustancia combustible.

Eficiencia de una caldera (e)

La eficiencia de una caldera es la relación entre la energía absorbida para la evaporación o generación de vapor (Q de salida) y la suma de energías introducidas al proceso (Q de entrada).

Elementos finales

Un elemento final de control es un mecanismo que altera el valor de la variable manipulada en respuesta a una señal de salida, desde el dispositivo de control automático; típicamente recibe una señal del controlador y manipula un flujo de material o energía para el proceso.

Entalpia (H)

Cantidad de energía contenida en una unidad de masa, está expresado por BTU/lb, KJ/kg.

Evaporación

Se compone de cinco grandes cilindros de hierro colocados en posición vertical, llamados efectos, con una cubierta en forma de domo, provista de un tubo ancho para dar salida a los vapores. En la parte inferior de cada cilindro existe una caja o tambor, provista de tubos de cobre o bronce por sus dos extremos y por donde circula el jugo que ha de calentar el vapor que penetra en la caja y rodea la superficie exterior de los tubos.

HMI

Una interfaz hombre - máquina o HMI ("*Human Machine Interface*") es el aparato que presenta los datos a un operador (humano) y a través del cual este controla el proceso.

Hogar

Situado en la parte inferior de la caldera, se encuentran las parrillas de hierro fundido y al fondo un muro de ladrillos refractarios, llamado altar, el cual impide que se caiga el combustible y eleva las llamas acercándolas a la caldera.

OSI

El modelo de referencia de Interconexión de Sistemas Abiertos (OSI, Open System Interconnection) fue el modelo de red descriptivo creado por la Organización Internacional para la Estandarización, lanzado en 1984. Es decir, fue un marco de referencia para la definición de arquitecturas de interconexión de sistemas de comunicaciones.

PID

Un PID (Proporcional Integral Derivativo) es un mecanismo de control por realimentación que se utiliza en sistemas de control industriales. Un controlador PID corrige el error entre un valor medido y el valor que se quiere obtener calculándolo y luego sacando una acción correctora que puede ajustar al proceso acorde. El algoritmo de cálculo del control PID se da en tres parámetros distintos: el proporcional, el integral y el derivativo.

Poder calorífico

El poder calorífico es la cantidad de energía que la unidad de masa de materia puede desprender al producirse una reacción química de oxidación.

Presión absoluta (P_a)	Es la presión atmosférica más la presión manométrica (presión que se mide con el manómetro).
Presión atmosférica (P_{atm})	La presión atmosférica es la fuerza del aire sobre la superficie terrestre.
Presión manométrica (P_{man})	Se llama presión manométrica a la diferencia entre la presión absoluta o real y la presión atmosférica. Se aplica tan solo en aquellos casos en los que la presión es superior a la presión atmosférica.
Punto de consigna	Es el valor al cual se consigna un lazo de control, para que lleve la variable controlada a dicho punto. Conocido también como <i>set point</i> , la resta de este con la variable manipulada da como origen al llamado error, que será procesado por las ganancias del lazo de control.
Transferencia de calor	Es el proceso por el que se intercambia energía en forma de calor entre distintos cuerpos o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura; el calor se transfiere mediante convección, radiación o conducción.

Transferencia de calor por conducción

La transmisión del calor por conducción es típica de los sólidos. Se origina por la agitación molecular provocada por el calor que se transmite progresivamente, sin modificar la distancia relativa de las moléculas.

Transferencia de calor por convección

La forma de transmisión de calor por convección es propia de los fluidos, por ejemplo, el aire o el agua por efecto de la variación de su peso debido a un aumento o disminución de temperatura, se establece en ellos una circulación permanente y continua. Ese movimiento del fluido produce la transferencia del calor por convección, que se orienta desde los puntos calientes a los fríos.

Transferencia de calor por radiación

Es la transmisión de calor de un cuerpo a otro sin contacto directo, en forma de energía radiante.

Vapor saturado (hg)

Es el vapor a la temperatura de ebullición del líquido.

Vapor sobrecalentado(hfg)

Es el vapor de agua a una temperatura mayor que la del punto de ebullición.

RESUMEN

Se conceptualizan y definen los factores que intervienen en el funcionamiento del generador de vapor para la producción de energía. Luego se analiza y documenta la implementación de un sistema de control distribuido, que es el elemento a través del cual se balancea la energía y la masa de la caldera, ya que estas deben ser medidas y reguladas para obtener las condiciones de salida deseadas. Para una entrada de energía requerida una señal de razón de combustión es generada, esta razón genera consigo una demanda de masa de combustible y una demanda de aire, como también la masa de agua deberá ser regulada por el control de agua de alimentación para evitar que la caldera se quede seca, al igual que la temperatura de vapor llevada a los límites requeridos mediante el control de temperatura de vapor.

Los efectos de la entrada de control interactúan, pues la razón de combustión afecta también a la temperatura del agua y el flujo de agua de alimentación afecta la presión de vapor que es el elemento principal del cálculo de la razón de combustión. Por lo que el sistema de control deberá ser aplicado y coordinado para minimizar el efecto de estas interacciones entre variables.

Debido a la obsolescencia del control actual se implementan estrategias de control sobre los siguientes procesos: control de temperatura de vapor, razón de combustión, control de agua de alimentación, control de presión del hogar, control de ajuste por exceso de oxígeno, control de combustión, control de presión de relleno, control de nivel, control de presión del desaereador, control de nivel del tanque de transferencia, control de presión de eyector, control de temperatura de eyector y control de nivel de *HotWell*.

Para dicha implementación se recaban datos sobre elementos primarios y finales, así como de los protocolos de comunicación existentes.

El objetivo general es operar la caldera al más bajo costo de combustible, agua y otros factores consistentes con un alto nivel de seguridad y prolongación de la vida de la caldera. Esto se traduce en “mejorar la eficiencia de la caldera”.

OBJETIVOS

General

Realizar la sustitución del sistema de control distribuido de la caldera de 750 psi.

Específicos

1. Calcular, dimensionar y especificar el sistema de control distribuido a sustituir.
2. Incrementar la fiabilidad y disminuyendo costos de operación y mantenimiento.
3. Implementar tres redes de comunicación en los protocolos ModBus, Foundation FieldBus y DeviceNet
4. Incluir variables aún no monitoreadas, logrando que algunas de ellas entren entre las estrategias de control, aún no implementadas.

INTRODUCCIÓN

Gran parte de la energía utilizada en la industria es la energía térmica, la cual se logra con la producción de vapor de agua. Este vapor es uno de los medios más efectivos para la transferencia de calor, por tal motivo, es de suma importancia analizar y desarrollar estrategias de control inmerso en el concepto de la generación de vapor y funcionamiento básico de una caldera acuotubular de alta presión.

Tal es el caso de la empresa Central Agro Industrial Guatemalteca, S.A. se tiene claro el concepto de generación de vapor y funcionamiento de una caldera acuotubular, se conceptualiza y definen los factores que intervienen en el funcionamiento del generador de vapor para la producción de energía.

Al tener esclarecido lo anterior, se analiza y documenta la implementación de un sistema de control distribuido, cuyo objetivo general es operar la caldera al más bajo costo de combustible, agua y otros factores consistentes con un alto nivel de seguridad y prolongación de la vida de la caldera. Esto se traduce en mejorar la eficiencia de la caldera ya que al lograr el menor costo en combustible involucra una operación con una combustión más eficiente.

Para la puesta en marcha del sistema de control distribuido, se lleva a cabo un estudio de los requerimientos técnicos y materiales necesarios para su implementación, así como las estrategias de control y las modificaciones a realizar para dicha implementación.

Para cumplir con la finalidad de incrementar la eficiencia de la caldera con la implementación del sistema de control distribuido y las nuevas estrategias de control, se hace un estudio del consumo actual de combustible así como vapor generado y energía entregada, tomando estos valores como referencia, ya que se tendrá que reducir los valores de consumo e incrementar o conservar los valores de entrega de vapor y energía.

Para la confirmación del éxito del proyecto, se lleva a cabo un análisis comparativo de los valores que se tenían anteriormente en el proceso de generación de vapor, con respecto a los datos alcanzados luego de finalizado el proyecto.

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1. Antecedentes de la empresa

La empresa Central Agro Industrial Guatemalteca, S.A. y su ingenio “Madre Tierra” ubicado en el kilómetro 94,5 Carretera CA. 2, en el municipio de Santa Lucia Cotzumalguapa, departamento de Escuintla, Guatemala. Con más de 47 años de ser una fuente de trabajo para muchos, se convierte en una importante pieza en la economía de la región. A continuación se describe el marco geográfico del presente trabajo.

1.1.1. Monografía geográfica y socioeconómica del lugar

Escuintla se extiende en un territorio de 4 384 kilómetros cuadrados y posee un poco más de 500 000 habitantes; este departamento es de reciente creación, ya que fue establecido el 4 de noviembre de 1 825 y creado por acuerdo del 12 de septiembre de 1 839; agrupándose dentro del mismo, varios poblados existentes desde el período colonial.

Su clima es tropical caluroso, sin embargo, en las partes montañosas especialmente en Palín, San Vicente Pacaya y la parte alta de Guanagazapa, es más fresco y agradable, sus habitantes hablan el idioma Pocoman y conservan varias tradiciones como el Baile del Venado.

En la parte sur llamada también Costa Grande, corren varios ríos que desembocan en el Pacífico, siendo los principales el Michatoya, el Achiguate, el Guacalate, el Coyolate, el Madre Vieja, el María Linda, el Canal de Chiquimulilla y las planicies son extensas.

Aquí se forma el canal de Chiquimulilla, que corre paralelo al mar hasta la frontera con El Salvador. Cuenta con dos importantes puertos sobre el Océano Pacífico: Quetzal y San José.

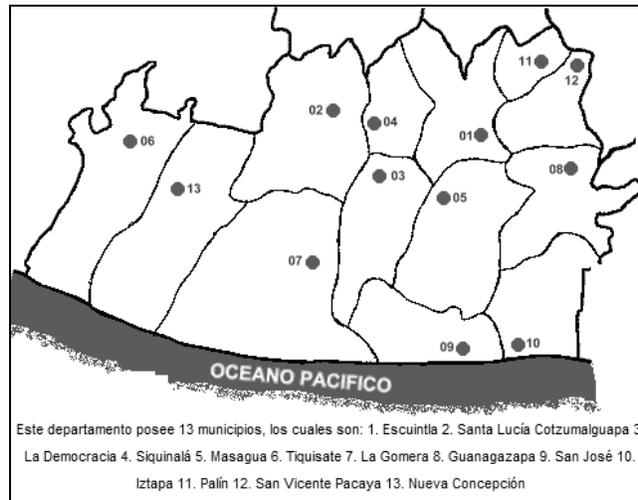
Su territorio es plano en un 80%, pues solamente hacia el norte y el este se encuentran algunas elevaciones. Cuenta con dos áreas topográficas: la norte y la sur.

La primera, sobre la Sierra Madre, posee grupos volcánicos entre los cuales destaca el Pacaya. Además, posee serranía de complicadas y elevadas crestas, altiplanicies, dilatadas, desfiladeros y barrancos profundos, cráteres que revelan la actividad del suelo y lagunas.

La agroindustria se proyecta en los ingenios azucareros, los beneficios de café y arroz. La ganadería ocupa grandes extensiones territoriales, es de buena calidad y la mayor parte se destina a la exportación.

El municipio de Santa Lucía Cotzumalguapa del departamento de Escuintla, tiene una extensión de 432 kilómetros cuadrados, su jurisdicción comprende: una ciudad, que es la cabecera municipal, denominada Santa Lucía Cotzumalguapa, 5 aldeas, 6 caseríos, 5 microparciamientos y cerca de 115 fincas que en su mayoría son de gran importancia agroindustrial. El municipio registra alturas que van desde 380 hasta 2 500 pies sobre el nivel del mar, dista 90 kilómetros de la capital de la República y 34 kilómetros de la cabecera departamental, sobre vía totalmente asfaltada.

Figura 1. **Mapa de Escuintla**



Fuente: <<http://www.zonu.com> >. [Consulta: en marzo de 2009].

La cabecera municipal de Santa Lucía Cotzumalguapa fue elevada a la categoría de ciudad por Acuerdo Gubernativo del 31 de julio de 1972; es una ciudad importante, tanto por su organización social y cultural como por su desarrollo económico, pues también cuenta con empresas de alto prestigio nacional como zona Arqueológica de primer orden; poseedora de piezas de inconmensurable valor artístico e histórico, tal como el Jaguar Cotzumalguapa, escultura que también es símbolo del municipio.

Santa Lucía Cotzumalguapa llamada también La capital de la alegría, celebra dos importantes ferias, la primera organizada por el comité indígena de la Virgen de Santa Lucía, que data desde el año de 1807 que se inicia el 01 de diciembre para terminar el 13 del mismo mes; la segunda es su gran Feria de Navidad, que inicia el 18 de diciembre y es importante por el esplendor de sus actos sociales, culturales y deportivos, como por las tradicionales carreras de caballos en su hipódromo, considerado como el mejor del país.

Su economía se basa en la ganadería, agricultura, industria e ingenios azucareros, entre los más importantes, se encuentran Madre Tierra (Central Agro Industrial Guatemalteca, S.A.), La Unión, los cuales en conjunto absorben aproximadamente el 50% de la mano de obra que habita en la ciudad de Santa Lucía.

El ingenio cuenta con dos accesos principales (uno para maquinaria pesada y otro para equipo liviano), los cuales se encuentran en la carretera Panamericana a la altura del kilómetro 94,5 en jurisdicción del municipio de Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla.

1.1.2. Descripción de la empresa

Central Agro Industrial Guatemalteca, S.A. es un ingenio, dedicado a la fabricación de azúcar y a la cogeneración, utilizando como materia prima la caña de azúcar. En la fabricación del azúcar están comprendidos varios procesos y subprocesos como lo son: preparación de la caña, extracción de jugo, clarificación, evaporación, cristalización, centrifugación, envasado; uno de los subprocesos en el que se hará énfasis en este estudio, es el de cogenerar energía eléctrica.

1.1.3. Reseña histórica del ingenio

En la finca Madre Tierra, se instaló un ingenio traído de Jamaica, este inició su primera zafra el 16 de noviembre de 1963, saliendo el primer saco de azúcar el 23 de noviembre a las 8:15 a.m. hoy se está llevando a cabo la 47va. zafra.

La producción total de la 1a. zafra fue de 107 808 qq, para un rendimiento de 178,43 libras de azúcar / tonelada de caña molida.

1.1.4. Misión de la empresa

Es la producción rentable de materias primas derivadas del cultivo y procesamiento eficiente de la caña de azúcar.

1.1.5. Departamento de fábrica

Se dedica al procesamiento de la caña de azúcar con el fin de producir azúcares, sus derivados y a cogenerar energía eléctrica, utilizando tecnología de desarrollo sostenible, garantizando oportunidad de desarrollo y seguridad para el personal, protegiendo y preservando los recursos naturales y el ambiente, racionalizando los costos, de tal manera que se garantice la supervivencia de la empresa.

1.1.6. Departamento de cogeneración

Es una división del Ingenio Madre Tierra dedicada al aprovechamiento y optimización de la energía, proveniente del bagazo de la caña de azúcar y de combustibles fósiles, para convertirla en electricidad, satisfaciendo así, una de las necesidades básicas de la nación.

1.1.7. Visión de la empresa

Trabajar siempre hacia el largo plazo, buscando ser el eje de una asociación productiva, líder en la agregación del valor a los derivados de la caña de azúcar.

2. CONCEPTOS ELEMENTALES

Es necesario definir varios conceptos elementales.

2.1. Proceso de generación de vapor

La energía química contenida en el carbón, gas u otro combustible de caldera se convierte en energía calorífica cuando se queman. Esta energía calorífica se transmite a través de las paredes del hogar de la caldera hasta el agua. Mediante la adición de esta energía calorífica, la temperatura del agua aumenta y cuando alcanza el punto de saturación, hierve. La energía calorífica adicionada que ha tenido como efecto el aumento de la temperatura del agua, se llama entalpía del agua saturada (símbolo h_f). El agua a una temperatura igual a la de su punto de ebullición se llama agua saturada (212 °F o 100° C).

Cuanto mayor sea la temperatura inicial del agua en la caldera, menor entalpía será necesaria para llevarla al punto de saturación y, por consiguiente, será necesario quemar menos cantidad de combustible, debido a que se tiene el agua a 212 °F.

Si en la caldera se continúa transfiriendo calor al agua, la entalpía adicional producida por esta transferencia no provoca un aumento de la temperatura del agua, sino que la evapora, convirtiéndola en vapor. La entalpía que produce este cambio de estado sin cambio de temperatura se conoce como entalpía de evaporación (símbolo h_{fg}). Así pues, el vapor generado en la caldera tiene dos tipos de entalpía, la del agua saturada y la de evaporación.

La suma de las dos es la entalpía del vapor saturado (símbolo h_g).

$$h_f + h_{fg} = h_g$$

Se considera ahora la caldera como recipiente cerrado. Al generarse vapor, queda comprimido y ejerce una presión en todo lo que le rodea, incluida la superficie del agua. Al aumentar la presión de esta superficie de agua, aumenta la temperatura del agua saturada puesto que las moléculas necesitan más energía para abandonar la superficie. Mientras que a la presión atmosférica la temperatura del agua saturada es de 212 °F, a la presión de 147 PSIA, la temperatura del agua saturada sube a 356,72 °F. Las reglas prácticas que se deducen son:

Cuando la presión del vapor aumenta:

- La entalpía del vapor saturado aumenta ligeramente
- La entalpía del agua aumenta
- La entalpía de evaporación disminuye

Cuando la presión del vapor disminuye:

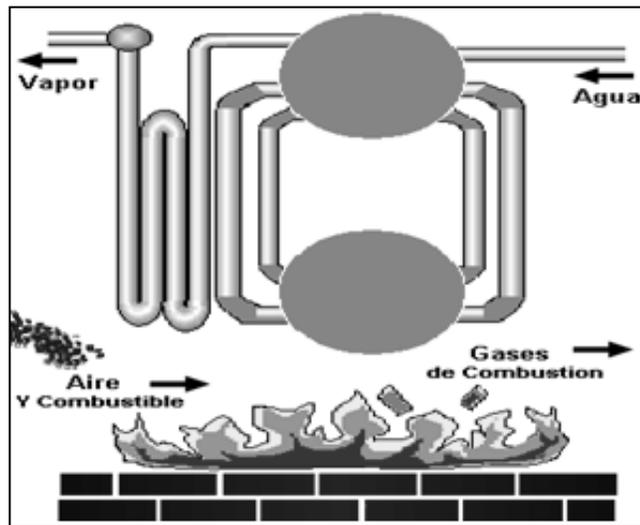
- La entalpía del vapor saturado disminuye ligeramente
- La entalpía del agua saturada disminuye
- La entalpía de evaporación aumenta

Por tanto, cuanto menor es la presión del vapor, mayor es la entalpía de evaporación. Al vapor que está totalmente vaporizado pero no ha sido calentado más allá de la temperatura de saturación, este se conoce como vapor saturado. Al vapor que está totalmente vaporizado y calentado más allá de la temperatura de saturación se le conoce como vapor sobrecalentado.

2.2. Calderas

Una caldera básicamente consiste en dos sistemas separados como lo indica la figura 2. Uno es el sistema vapor agua. En este sistema es introducida el agua y al recibir calor, que es transferido a través de una barrera metálica, se calienta, se convierte en vapor y sale del sistema en forma de vapor.

Figura 2. **Sistemas de caldera**

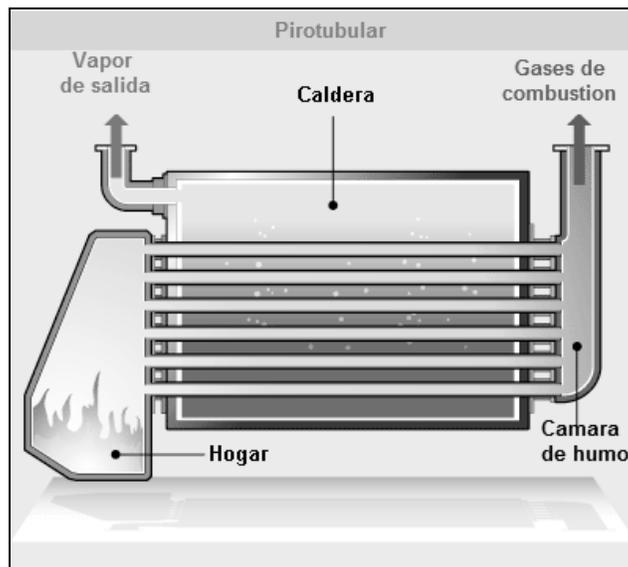


Fuente: elaboración propia.

El otro es el sistema aire-gas de combustión. Este sistema es el encargado de proveer el calor que será transferido al agua. Las variables principales de este sistema son el combustible y el aire necesario para su combustión. La combustión resultante de la mezcla aire-combustible en el hogar convierte la energía química del combustible en energía térmica. La tubería del sistema vapor-agua recibe el calor por radiación.

Existen varias formas de clasificación de calderas. La división más importante en la construcción de calderas, está dada por la posición relativa que ocupan los sistemas de circulación del agua y los gases de combustión, que determinan esa división, en calderas pirotubulares o de tubos de humo, en estas calderas los humos pasan por dentro de los tubos, cediendo su calor al agua que los rodea, véase figura 3.

Figura 3. **Caldera pirotubular**

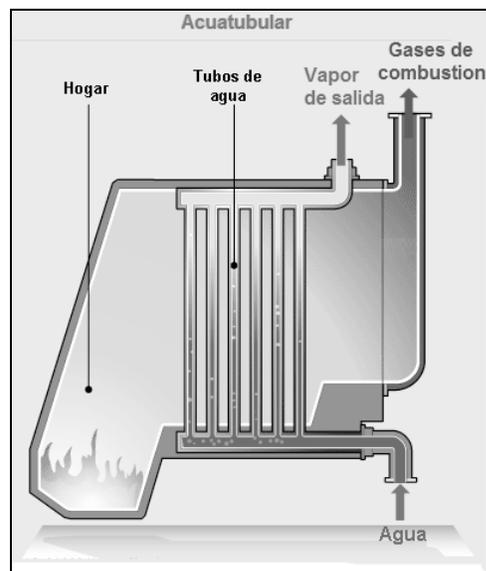


Fuente: <[http:// www.science.howstuffwork.com](http://www.science.howstuffwork.com)>. [Consulta: julio de 2009].

Luego las acuotubulares o de tubos de agua, en estas calderas, al contrario de lo que ocurre en las pirotubulares, es el agua el que circula por el interior de tubos que conforman un circuito cerrado a través de la caldera, que constituye la superficie de intercambio de calor de la caldera, véase figura 4.

Adicionalmente, pueden estar dotadas de otros elementos de intercambio de calor, como pueden ser el sobrecalentador, precalentador, economizador, etcétera.

Figura 4. **Caldera acuatubular**



Fuente: <[http:// www.science.howstuffwork.com](http://www.science.howstuffwork.com)>. [Consulta: julio de 2009].

Estas calderas constan de un hogar configurado por tubos de agua, tubos y refractario o solamente refractario, en el cual se produce la combustión y constituye la zona de radiación de la caldera.

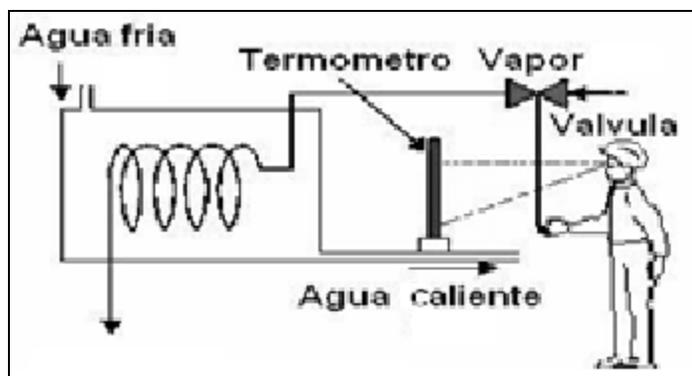
Desde dicho hogar, los gases calientes resultantes de la combustión son conducidos a través del circuito de la caldera, configurado este por paneles de tubos y constituyendo la zona de convección de la caldera. Finalmente, los gases son enviados a la atmósfera a través de la chimenea.

2.3. Control automático de procesos

El control de procesos es básicamente el control automático de una variable, censando la amplitud de la misma y comparándola con un nivel de consigna, dicha diferencia entre la amplitud censada y el nivel de consigna es retroalimentado al control de esta variable, con el fin de reducir dicho error. El control automático exige un lazo de control cerrado de acción y reacción sin intervención humana.

A manera de entender mejor el control automático, supóngase un intercambiador de calor, que utiliza vapor para calentar el agua y mantenerla a cierta temperatura. Para mantener la temperatura, el operador abre o cierra la válvula de entrada de vapor según observa la temperatura del agua, como se muestra en la figura 5.

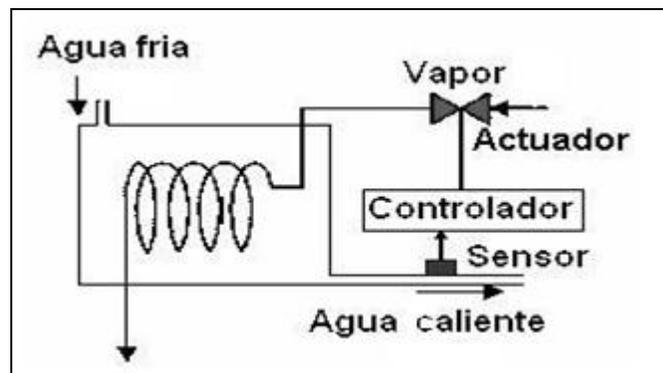
Figura 5. Lazo de control de temperatura



Fuente: elaboración propia.

Cuando el agua ha alcanzado el valor deseado, el operador simplemente mantendría esa regulación en la válvula para mantener la temperatura constante. En el control automático se reemplaza la vista del operador sobre el termómetro por un sensor. El actuar del operador sobre la válvula por un actuador y la acción comparadora entre el punto de consigna y el valor de temperatura del agua que se lleva a cabo en el cerebro del operador por un controlador, como se muestra en la figura 6.

Figura 6. **Control automático de temperatura**



Fuente: elaboración propia.

Para que el control realimentado automático exista, debe existir un lazo de realimentación cerrado. Esto significa que la información debe ser continuamente transmitida dentro del lazo. El controlador debe mover a la válvula, esta debe afectar a la medición y la señal de medición debe ser reportada al controlador. Si la conexión se rompe en cualquier punto, se dice que el lazo está abierto.

En un control de procesos de gran magnitud, el controlador no necesariamente está limitado a una variable, sino puede controlar y sensor muchas variables a la vez. Cuando un controlador tiene esta capacidad es cuando se llama sistema de control distribuido o DCS.

Un Sistema de Control Distribuido se conforma de procesadores de diseño propietario como controladores, buses de campo que son protocolos de comunicación propietarios y abiertos utilizados para su comunicación con los elementos de campo, entendiéndose elementos de medición, sensor así como elementos finales. Módulos de entrada/salida como parte de sus componentes, los cuales reciben señal y se la transfieren a los procesadores de igual manera mandan señales de los procesadores hacia los elementos de control. Por último, elementos de visualización, interfaces humano-máquina o HMI por sus siglas en inglés *"human-machine interface"*.

2.4. Mediciones en calderas

Es de vital importancia una medición exacta de las variables involucradas en el proceso, no solamente para obtener un control eficiente del proceso, sino también para monitorear y auditar variables importantes de las que depende la eficiencia de la caldera, traduciéndose en una mejor rentabilidad del proceso si la medición es eficaz, precisa y exacta.

Existen variables importantes dentro de una caldera a medir, entre las cuales cabe mencionar la presión, temperatura, nivel y flujo.

2.4.1. Medición de presión

La presión es una fuerza por unidad de área y puede expresarse en unidades, tales como pascal, bar, atmósfera, kilogramos por centímetro cuadrado, libras por pulgada cuadrada, pulgadas de agua, pies de agua, metros de agua, etcétera. En el Sistema Internacional (SI) está normalizada la presión en pascal, como el pascal es una unidad muy pequeña, se emplean el kilo pascal. Según la forma de medir se pueden clasificar tres tipos de presión.

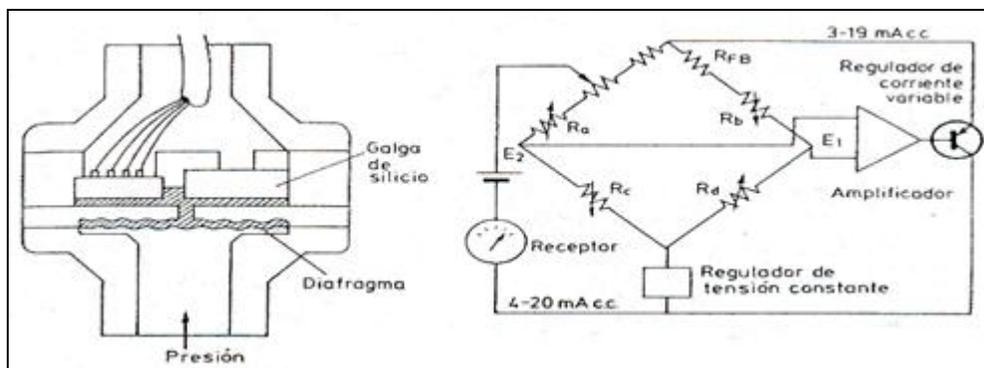
La presión atmosférica: es la presión ejercida por las partículas de la atmósfera terrestre, medida mediante un barómetro. Al nivel del mar, esta presión es próxima a 760 mm (29,9 pulgadas) de mercurio absoluto o 14,7 psia (libras por pulgada cuadrada absoluta), estos valores definen la presión atmosférica estándar.

La presión manométrica: es la determinada por la diferencia entre la presión absoluta menos la presión atmosférica del lugar donde se efectúa la medición, hay que notar que cuando aumenta la presión atmosférica también aumenta la presión leída por el instrumento, sin embargo, esto es despreciable al medir altas presiones.

La presión diferencial: es la diferencia entre dos presiones, presión 1 (P1) menos presión 2 (P2). Por ejemplo, para medir el vacío es la diferencia entre la presión atmosférica existente y la presión absoluta, el vacío es la presión medida por debajo de la presión atmosférica, viene expresado en milímetros columna de mercurio (mmHg), milímetros columna de agua (mm“H₂O). Las variaciones en la presión atmosférica influyen considerablemente en las mediciones de vacío.

Transmisor de presión: es el elemento quien comunica al controlador, la presión ya sea manométrica, absoluta o diferencial al controlador. Este consiste en dos elementos básicos: un elemento primario llamado *strain gauge* que sensa la presión y la convierte proporcionalmente a una variable eléctrica, resistencia, capacitancia e inductancia. El elemento secundario convierte esta variable eléctrica en otra, ya sea voltaje, corriente o algún tipo de señal que es aceptable para transmitirla al controlador, como lo muestra la figura 7, un transmisor con transductor de resistencia variable y salida de 4 a 20 mA.

Figura 7. **Transmisor de presión**



Fuente: <[http:// www.sapiensman.com](http://www.sapiensman.com)>. [Consulta: julio de 2009].

2.4.2. **Medición de temperatura**

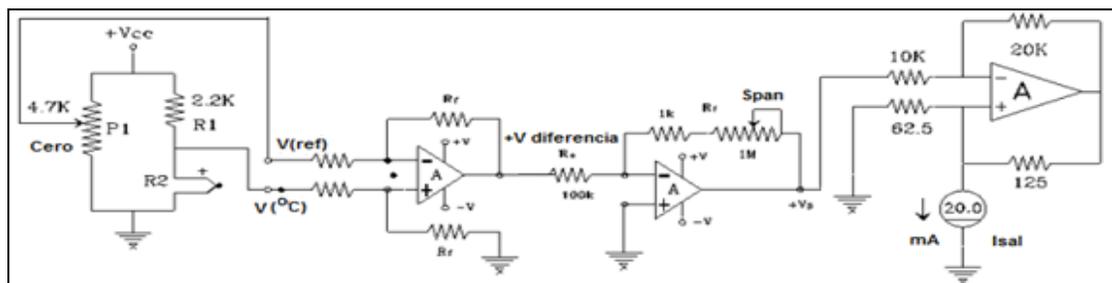
La temperatura es una medida de la energía cinética promedio ondulatoria y de translación que sufren las moléculas de una substancia, desde un punto de vista microscópico, la temperatura de un cuerpo es su estado térmico considerado con referencia a su poder de comunicar calor a otros cuerpos, el sentido del tacto reacciona a los cambios de temperatura.

Para trabajos de ingeniería, la temperatura debe designarse en forma más precisa con referencias a alguna escala, grados centígrados ($^{\circ}$ C), grados Kelvin ($^{\circ}$ K), grados Fahrenheit ($^{\circ}$ F), etcétera.

El calor es intangible y una unidad de calor no es algo que pueda conservarse en un laboratorio de medición, la cantidad de calor que interviene en un proceso se mide por cambios que acompañan al proceso y una unidad de calor se define como el calor necesario para producir una transformación de tipo convenida.

Transmisor de temperatura: es el elemento quien comunica al controlador la temperatura en el punto donde está instalado. Este consiste en dos elementos básicos: un elemento primario que bien puede ser una RTD o termocopla que sensa la temperatura y la convierte proporcionalmente a una variable eléctrica, resistencia o voltaje respectivamente. El elemento secundario convierte esta variable eléctrica en otra, ya sea voltaje, corriente o algún tipo de señal que es aceptable para transmitirla al controlador, como se muestra en la figura 8, un transmisor con transductor de resistencia variable y salida de 4 a 20 mA.

Figura 8. **Transmisor de temperatura**



Fuente: <[http:// www.sapiensman.com](http://www.sapiensman.com)>. [Consulta: julio de 2009].

2.4.3. Medición de nivel

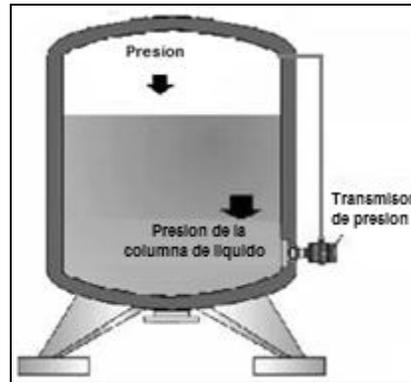
En todas las industrias, la medida de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento del proceso como del balance adecuado de materias primas, en este caso el agua. Se puede decir que medir el nivel es medir la altura de un material en un depósito, sobre una línea de referencia.

Los medidores de nivel de líquidos trabajan midiendo directamente la altura del líquido sobre una línea de referencia, midiendo la presión hidrostática, midiendo el desplazamiento de un flotador dentro del propio líquido o aprovechando características físicas del líquido.

Transmisor de nivel: es el elemento que comunica al controlador, el nivel del agua en el punto donde fue colocado. En este caso, consiste en un diafragma en contacto con el líquido del tanque, que mide la presión hidrostática en un punto del fondo del depósito, en un tanque abierto esta presión es proporcional a la altura del líquido y a su gravedad específica. En el caso en que el tanque esté cerrado y bajo presión hay que corregir la indicación del aparato para la presión ejercida sobre el líquido, perdiendo precisión, se suele conectar un tubo a la parte superior del tanque y medir la presión diferencial entre la toma inferior y la superior.

Debido a que la medición de nivel se logra, midiendo la presión hidrostática del agua, se utiliza un transmisor de presión diferencial tomando en cuenta que los gases de la parte superior del tanque son condensables, entonces, la toma superior tiene mayor presión que la inferior, por lo tanto, se cambian las conexiones del instrumento ya que de lo contrario indicará bajo, cuando esté alto y viceversa. La figura 9 muestra una instalación típica de este transmisor.

Figura 9. **Medición de nivel**



Fuente: <<http://camiloherreira-presionhidrostatica.blogspot.com>>. [Consulta: julio de 2009].

2.4.4. Medición de flujo

La medición de flujo en vapores, gases y líquidos es una de las actividades más importantes en el campo de la instrumentación. Existen varios tipos de medición para satisfacer las diferentes aplicaciones de medida. La tabla I contiene las diferentes tecnologías y sus campos de aplicación y se evidencia que el método de presión diferencial es el más versátil.

Daniel Bernoulli estableció la relación entre la velocidad y presión de un líquido. Él encontró que cuando un líquido fluye a través de una restricción, este acelera, la energía de esta aceleración empieza a obtener presión estática. Consecuentemente, la presión del líquido cae con la restricción. Cuando el líquido sale de la restricción, este desacelera, causando que incremente la presión.

Tabla I. Tipos de medición de flujo

Principio de medición	Líquidos		Gases	Vapores
	conductivo	no conductivo		
Electromagnético	X			
Canal abierto	X	X		
Medición en canal y tubo	X			
Caudalímetro coriolis	X	X	X	
Caudalímetro térmico másico			X	
Caudalímetro vortex	X	X	X	X
Presión diferencial	X	X	X	X

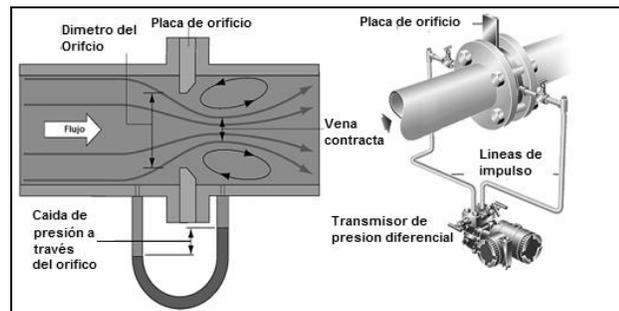
Fuente: elaboración propia

Método de placa de orificio: es una placa perforada instalada en la tubería. Dos tomas conectadas en la parte anterior y posterior de la placa, captan esta presión diferencial la cual es proporcional al cuadrado del caudal. Una pérdida de carga de 60% a 80% de la presión diferencial. $\Delta P \propto Q^2$

La relación entre el flujo y la caída de presión no es lineal, es una parábola, esto indica que el incremento de la pérdida de presión es más rápido cuando el flujo es más alto. Esto provoca una desventaja en los transmisores de presión porque tienden a ser menos exactos. Otro problema con esta relación es que algunas funciones de los controladores como: integración, adición y substracción requieren una señal lineal para obtener un control satisfactorio.

En la figura 10 se observa una instalación típica de una placa de orificio y su efecto en la presión, como también una instalación típica en el campo de la misma.

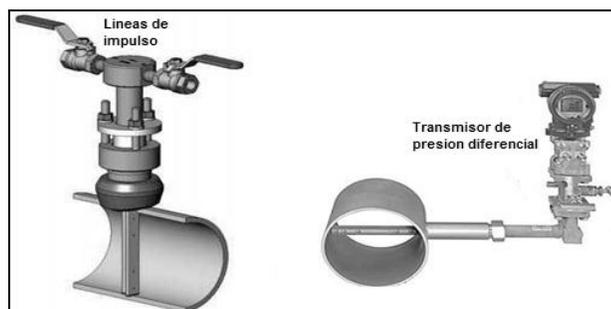
Figura 10. **Medición de flujo placa de orificio**



Fuente: <<http://www.instrumentacionycontrol.net>>. [Consulta: julio de 2009].

Método tubo pitot: en su forma más simple, consiste en un tubo con un orificio pequeño en el punto de medición. Cuando el fluido ingresa al tubo, su velocidad es cero y su presión es máxima. La otra presión para obtener la medida diferencial, se toma de un punto cercano a la pared de la tubería.

Figura 11. **Medición de flujo annubar**



Fuente: <<http://www.instrumentacionycontrol.net>>. [Consulta: julio de 2009].

2.5. Elementos de control final

Un elemento final de control es un mecanismo que altera el valor de la variable manipulada en respuesta a una señal de salida desde el dispositivo de control automático; típicamente recibe una señal del controlador y manipula un flujo de material o energía para el proceso. El elemento final de control puede ser una válvula de control, variadores de frecuencia y motores eléctricos, una servoválvula, un relé, elementos calefactores de carácter eléctrico o un amortiguador.

El elemento final de control consta generalmente de dos partes: un actuador que convierte la señal del controlador en un comando para el dispositivo manipulador y un mecanismo para ajustar la variable manipulada.

2.6. Protocolos de comunicación

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas que permiten la transferencia e intercambio de datos entre los distintos dispositivos que conforman una red.

Debido a la importancia de la información transmitida, al ruido electromagnético, ambientes extremos y remotos dentro de las industrias las redes y los protocolos de comunicación industrial se vuelven indispensables para realizar un enlace entre las distintas etapas que conforman el proceso.

Las redes de comunicación poseen importantes ventajas, de las cuales figuran:

- Mayor precisión derivada de la integración de tecnología digital en las mediciones.
- Mayor y mejor disponibilidad de información de los dispositivos de campo.
- Diagnóstico remoto de componentes.

Esto da lugar a una estructura de redes industriales, las cuales es posible agrupar en tres categorías, buses de campo, redes LAN y redes LAN-WAN.

Los buses de datos que permiten la integración de equipos para la medición y control de variables de proceso, reciben la denominación genérica de buses de campo. Un bus de campo es un sistema de transmisión de información (datos) que simplifica enormemente la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción.

El objetivo de un bus de campo es sustituir las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control a través del tradicional lazo de corriente de 4 -20 mA o 0 a 10V DC, según corresponda. Generalmente, son redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus serie, que conectan dispositivos de campo como PLC's, transductores, actuadores, sensores y equipos de supervisión.

Varios grupos han intentado generar e imponer una norma que permita la integración de equipos de distintos proveedores. Sin embargo, hasta la fecha no existe un bus de campo universal.

Los buses de campo que se utilizarán en el proyecto son: protocolo HART, protocolo ModBus, protocolo Foundation FieldBus y protocolo DeviceNet. En la tabla II se enumeran varios protocolos y sus características principales.

Tabla II. **Protocolos de comunicación**

Nombre	Topología	Soporte	Máx dispositivos	Tasa de transmisión bps	Distancia máxima km.	Comunicación
Profibus DP	línea, estrella y anillo	par trenzado fibra óptica	127/segm	Hasta 1.5M y 12M	0.1 segm 24 fibra	Master/Slave peer to peer
Profibus PA	línea, estrella y anillo	par trenzado fibra óptica	14400 /segm	31.5K	0.1 segm 24 fibra	Master/Slave peer to peer
Profibus FMS		par trenzado fibra óptica	127/segm	500K		Master/Slave peer to peer
Foundation Fieldbus HSE	estrella	par trenzado fibra óptica	240 p/segm 32.768 sist	100M	0.1 par 2 fibra	Single/multi master
Foundation Fieldbus H1	estrella o bus	par trenzado fibra óptica	240 p/segm 32.768 sist	31.25K	1.9 cable	Single/multi master
LonWorks	bus, anillo, lazo, estrella	par trenzado fibra óptica coaxial, radio	32768 /dom	500K	2	Master/Slave peer to peer
Interbus-S	segmentado	par trenzado fibra óptica	256 nodos	500K	400/segm 12.8 total	Master/Slave
DeviceNet	troncal/puntual c/bifurcación	par trenzado fibra óptica	2048 nodos	500K	0.5 6 c/repetid	Master/Slave, multi-master, peer to peer
AS-I	bus, anillo, árbol, estrella	par trenzado	31 p/red	167K	0.1, 0.3 c/rep	Master/Slave
Modbus RTU	línea, estrella, árbol, red con segmentos	par trenzado coaxial radio	250 p/segm	1.2 a 115.2K	0.35	Master/Slave
Ethernet Industrial	bus, estrella, malla-cadena	coaxial par trenzado fibra óptica	400 p/segm	10, 100M	0.1 100 mono c/switch	Master/Slave peer to peer
HART		par trenzado	15 p/segm	1.2K		Master/Slave

Fuente: elaboración propia.

2.6.1. Protocolo HART

El protocolo HART (high way-addressable-remote-transducer) agrupa la información digital sobre la señal analógica típica de 4 - 20 mA DC. La señal digital usa dos frecuencias individuales de 1 200 y 2 200 Hz, que representan los dígitos 1 y 0 respectivamente y que en conjunto forman una onda sinusoidal que se superpone al lazo de corriente de 4-20 mA. Como la señal promedio de una onda sinusoidal es cero, no se añade ninguna componente DC a la señal analógica de 4-20 mA, lo que permite continuar utilizando la variación analógica para el control del proceso.

2.6.2. Protocolo Foundation FieldBus

Foundation FieldBus (FF) es un protocolo de comunicación digital para redes industriales, específicamente utilizado en aplicaciones de control distribuido. Puede comunicar grandes volúmenes de información, ideal para aplicaciones con varios lazos complejos de control de procesos y automatización. Está orientado principalmente a la interconexión de dispositivos en industrias de proceso continuo. Los dispositivos de campo son alimentados a través del bus FieldBus cuando la potencia requerida para el funcionamiento lo permite.

2.6.3. Protocolo ModBus

ModBus es un protocolo de transmisión para sistemas de control y supervisión de procesos (SCADA) con control centralizado, puede comunicarse con una o varias estaciones remotas (RTU) con la finalidad de obtener datos de campo para la supervisión y control de un proceso. Las interfaces de capa física pueden estar configuradas en: RS-232, RS-422, RS-485. En ModBus, los datos pueden intercambiarse en dos modos de transmisión: modo RTU y modo ASCII.

2.6.4. Protocolo DeviceNet

Red de bajo nivel adecuada para conectar dispositivos simples como sensores fotoeléctricos, sensores magnéticos, pulsadores, etcétera. y dispositivos de alto nivel (PLC, controladores, computadores, HMI, entre otros). Provee información adicional sobre el estado de la red, cuyos datos serán desplegados en la interfaz del usuario.

2.7. Simbología SAMA

Un sistema de control es un paquete interconectado de lazos de control y funciones que lleva conectado un número de entradas y un número de salidas, las cuales son entregadas a los elementos de control final. El cambio en una entrada usualmente afecta más de una salida. Agregado a eso un cambio en una salida puede que tenga efecto en más de una variable dentro de la caldera, por lo que afectará también las mediciones o entradas.

El fin es mejorar el control minimizando las interacciones entre las variables. Esto requiere de una lógica de control que no solo haga el control sino que minimice esas interacciones. Para una mejor visualización y representación de esas lógicas se utiliza una simbología. Esta simbología denotada por las siglas SAMA es la que ayudará a describir y entender mejor la lógica de control. En la tabla III se observa la representación gráfica de los distintos dispositivos empleados dentro del control.

Tabla III. **Tipos de dispositivos en simbología SAMA**

Tipo de dispositivo	
	Medición o indicación
	Procesamiento manual
	Procesamiento automático
	Control final

Fuente: elaboración propia.

Cada instrumento o función para ser designada está diseñada por un código alfanumérico o etiquetas con números, los cuales se describen en la tabla IV.

Tabla IV. **Letras de medición e indicación simbología SAMA**

Letras de medición/indicación			
A	Análisis	R	Registro
C	Conductividad	I	Indicación
D	Densidad	Q	Integración
F	Flujo	U	Adquisición digital
L	Nivel	T	Transmisor
M	Humedad	RT	Transmisor registrador
P	Presión	IT	Transmisor indicador
S	Velocidad		
T	Temperatura		
V	Viscosidad		
Z	Posición		

Fuente: elaboración propia.

Al igual que los instrumentos de campo el procesamiento de señal lleva una indicación que va relacionada a la función que se está realizando, como se muestra en la tabla V.

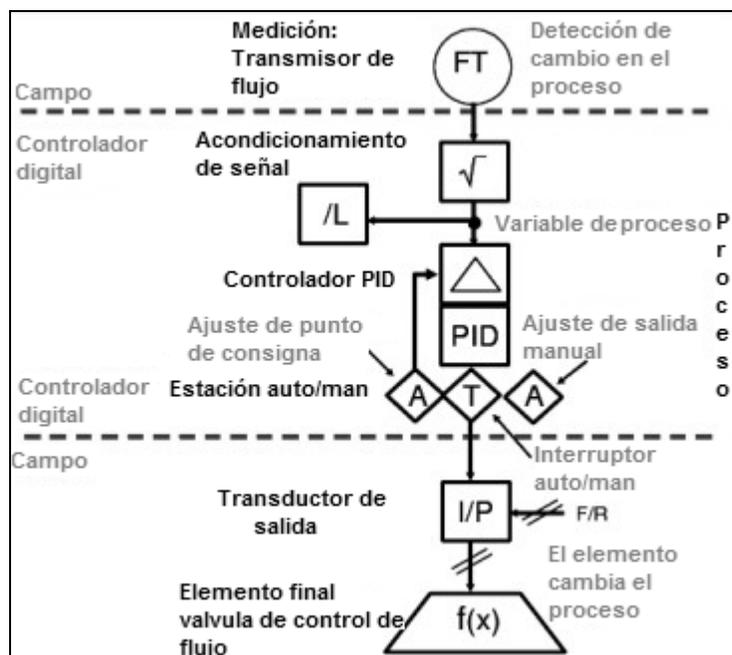
Tabla V. **Procesamiento de señal simbología SAMA**

Procesamiento del señal			
Adición	Σ	Selector alto	>
Promedio	Σ/n	Selector bajo	<
Diferencia	Δ ó -	Limitador alto	\nrightarrow
Proporcional	K ó P	Limitador bajo	\nleftarrow
Integral	\int ó I	Proporción inversa	-K ó -P
Derivativa	d/dt ó D	Límite de velocidad	∇ \nleftarrow
Multiplicación	X	Bias	\pm
División	\div	Función de tiempo	f(t)
Raíz cuadrada	$\sqrt[n]{x}$	Transferencia de señal	T
No-lineal	$f_1(x)$	Generador de señal	A
Tres estados	\updownarrow	Comparador de señal	H/, /L

Fuente: elaboración propia.

En la figura 12, se muestra un lazo de control sencillo representado en simbología SAMA, con algunos comentarios a manera de explicación. Pero como se aprecia, no es necesario incluir comentario o explicaciones, ya que cada símbolo habla por si solo.

Figura 12. Lazo en representación SAMA



Fuente: elaboración propia.

2.8. Concepto y cálculo de la eficiencia de una caldera

Para administrar de mejor manera una caldera, es necesario un control confiable y eficiente. Pero mantener un proceso complejo de producción de vapor en balance, es un reto constante. Para ello, hay que hacer una evaluación de los resultados y usar la eficiencia.

Se comprenderá mejor la eficiencia al explicar cómo calcularla. Existen dos métodos aceptables para calcular la eficiencia, conocidos como el método entrada/salida o método directo y el método de pérdida de calor o método indirecto.

El método entrada/salida: este depende de mediciones tales como: combustible, vapor, flujo de agua de alimentación y el contenido calórico en cada uno de ellos, relacionándolos de la siguiente manera.

$$\text{Eficiencia de caldera} = \frac{\text{calor agregado al agua de alimentación}}{\text{calor en combustible} + \text{calor en aire}}$$

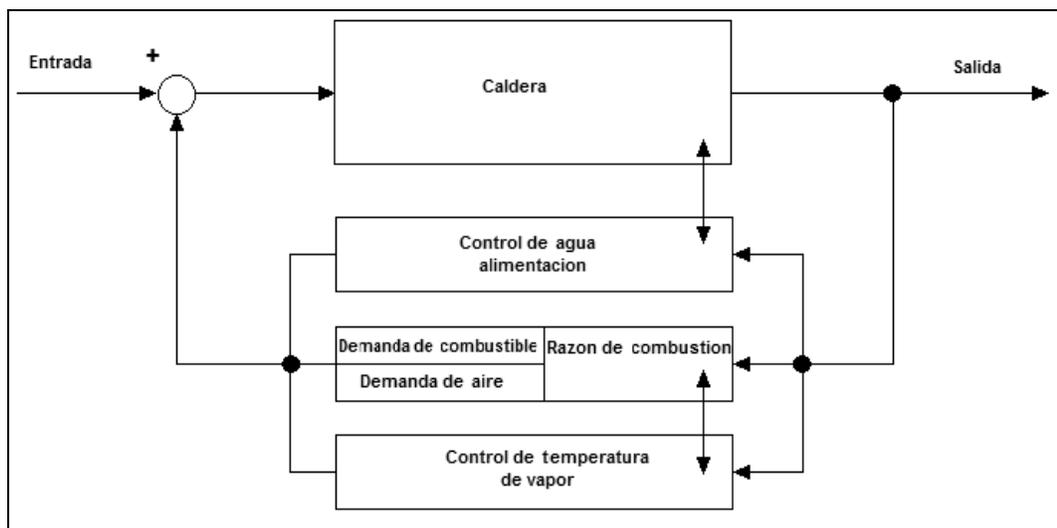
El método de pérdida de calor: en este el porcentaje de cada pérdida considerable es determinado. Además, se agrega un pequeño porcentaje debido a pérdidas indeterminadas. Entonces el total obtenido es sustraído de un 100%. Existen ocho pérdidas considerables que son:

- De calor en gases de combustión
- De calor en el aire de combustión debido al agua
- De calor en el combustible debido al agua
- De calor latente en el combustible, debido al agua
- De calor latente por combustión de hidrógeno
- Por residuos no quemados
- Por gas de combustible no quemado en los gases de combustión
- De calor por radiación

3. ESTRATEGIAS DE CONTROL DE CALDERAS

El sistema de control de calderas es el elemento a través del cual se balancea la energía y la masa de la caldera. Todas las entradas de masa y energía deben ser reguladas para obtener las condiciones de salida deseadas. Las mediciones de las variables proveen de información al controlador. En la figura 13, se observa un diagrama de bloques que muestra cómo las partes de todo el sistema de control van de la mano en el control global de la caldera.

Figura 13. Diagrama de bloques de caldera



Fuente: elaboración propia.

Para una entrada de energía requerida una señal de razón de combustión es generada, esta razón genera consigo una demanda de masa de combustible y una demanda de aire.

También la masa de agua deberá ser regulada por el control de agua de alimentación para evitar que la caldera se quede seca, al igual que la temperatura de vapor llevada a los límites requeridos mediante el control de temperatura de vapor. Los efectos de la entrada de control interactúan, ya que la razón de combustión afecta todo el proceso.

También a la temperatura del agua y el flujo de agua de alimentación afecta la presión de vapor que es el elemento principal del cálculo de la razón de combustión. Por lo que el sistema de control deberá ser aplicado y coordinado para minimizar el efecto de estas interacciones entre variables.

3.1. Razón de combustión

El cambio de la demanda en el sistema de una caldera es generado por el requerimiento de flujo de energía de los usuarios. Mientras más demanda exista al abrir las válvulas, la mayor cantidad de energía fluye por los conductos, la presión cae haciendo que se requiera más calor.

La magnitud de la caída de presión depende de la relación entre el volumen de agua, el volumen total del sistema de vapor, entiéndase tuberías calentadores, etcétera, la magnitud total de la demanda de vapor y la magnitud del cambio en la demanda de vapor. Si el volumen de agua es alto, se liberará la energía del agua para disminuir el cambio en la presión. Si el volumen del sistema es relativamente bajo, el cambio en la presión de vapor será alto y si el volumen del sistema es relativamente alto, el cambio en la presión de vapor será bajo.

La presión de vapor en el cabezal es el punto de balance de energía entre las demandas de los usuarios de vapor y la alimentación de combustible y aire a la caldera para reabastecer de energía al cabezal de vapor. A un flujo constante de vapor o energía, una presión constante de vapor en el cabezal indica un balance entre la energía entregada y la demanda. Mientras que los requerimientos actuales son de energía, el sistema de control trabaja en las propiedades físicas de presión y temperatura, asumiendo que el flujo de vapor y flujo de energía es lo mismo.

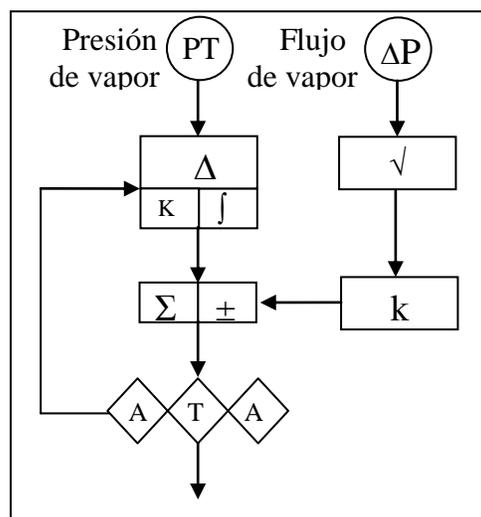
Esto no sería cierto si la presión y la temperatura cambian significativamente. Asumiendo lo anterior, el balance se representa por siete estatutos:

- Demanda de vapor = flujo de vapor
- Lado de entrega = combustible, aire y agua
- Lado de demanda = usuario de vapor
- Punto de balance = presión en cabezal de vapor
- Presión de consigna – demanda = energía entregada
- Presión en aumento – energía entregada > demanda
- Presión en descenso – demanda > energía entregada

Se usará un arreglo del lazo retroalimentado con prealimentación, como lo muestra la figura 14. En este arreglo el flujo de vapor, la demanda del prealimentación, el cual es multiplicado por una función proporcional, de tal manera que un cambio en el flujo de vapor produzca un cambio correcto y estable en la razón de combustión. El lazo de control de presión de vapor provee el ajuste correcto de la razón de combustión, es decir, el incremento o decremento necesario en la combustión para ajustar el almacenamiento de energía.

Con este sistema un cambio en la señal de flujo de combustible está directamente relacionado en el cambio del flujo de vapor. Esto resulta en una acción inmediata en el cambio del flujo de combustible, ya que este ocurrirá antes que se aprecie un cambio en la presión de vapor. Como resultado se obtiene menos entrega de energía almacenada, pues está directamente relacionada a la caída de presión, esto significa que ha habido un pequeño desvío del punto de consigna de la presión.

Figura 14. **Control razón de combustión**



Fuente: elaboración propia.

3.2. **Control de temperatura de vapor**

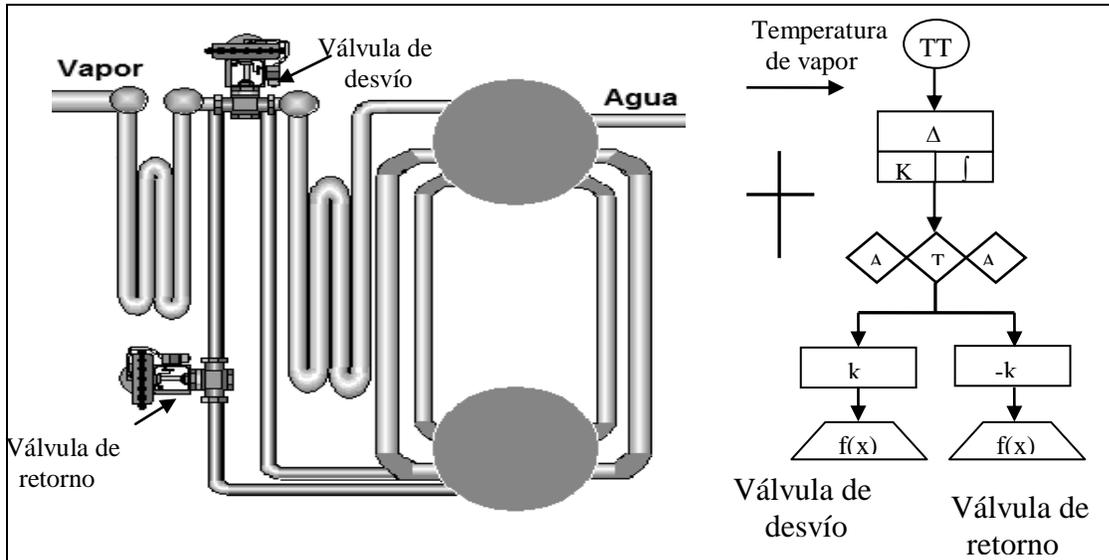
En una caldera de vapor sobrecalentado, la temperatura de dicho vapor varía, debido a varios factores de operación. Estos factores pueden ser, la carga de la caldera, la presión de vapor, exceso de aire de combustión, etcétera.

El diseño del *super heater* es de vital importancia cuando se habla de temperatura de vapor y la carga de la caldera. El vapor sale del domo y entra al *super heater*, este elemento dividido en dos partes, la primera está localizado de tal manera que ve directamente la llama, recibiendo el calor radiación y la segunda porción no logra ver la llama recibiendo, entonces el calor por convección.

El propósito principal del control de temperatura es ajustar la capacidad de sobrecalentamiento, a medida que el vapor sale, manteniendo una temperatura constante a cualquier nivel de carga de la caldera. El beneficio principal de esta temperatura constante es la economía en la conversión de calor a potencia mecánica. Agregado a esto, una temperatura constante minimiza las expansiones y contracciones no uniformes en el equipo.

El *super heater*, en este caso, está dividido a la mitad, de tal manera que se puede redireccionar el flujo para que continúe su trayecto de sobrecalentamiento o ingresar al domo inferior de la caldera y luego pueda salir por la otra mitad. Esto se logra mediante la utilización de dos válvulas, de las cuales, una retorna parte del vapor hacia el domo inferior a modo de intercambiar el calor excedente. El vapor es entonces enfriado y luego mezclado con el resto del vapor. La otra válvula desvía parte del vapor hacia el resto del *super heater*. Ambas válvulas poseen acciones contrarias, es decir, el mismo porcentaje que una abre, la otra lo cierra.

Figura 15. Control de temperatura de vapor



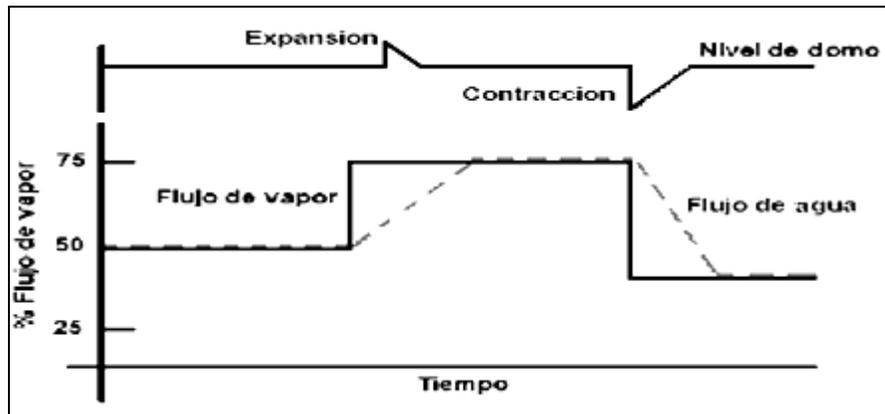
Fuente: elaboración propia.

3.3. Control de agua de alimentación

En las calderas, el flujo de agua de alimentación es controlado para mantener un nivel en el domo en un punto donde se considera normal o de operación. Los objetivos del control de agua de alimentación son los siguientes: mantener el nivel del domo en el punto de consigna. Minimizar la interacción con el sistema de control de combustión. Suavizar los cambios en la alimentación de agua mientras la carga de la caldera cambia. Balancear el flujo de vapor con el flujo de agua de alimentación. Compensar las variaciones en la presión de agua de alimentación sin perder el punto de consigna.

El mayor reto se encuentra en las variaciones de nivel, ya que este se expande o contrae cuando el flujo aumenta o disminuye. Como muestra la figura 16, se observa un buen desempeño del control.

Figura 16. Desempeño en nivel de domo



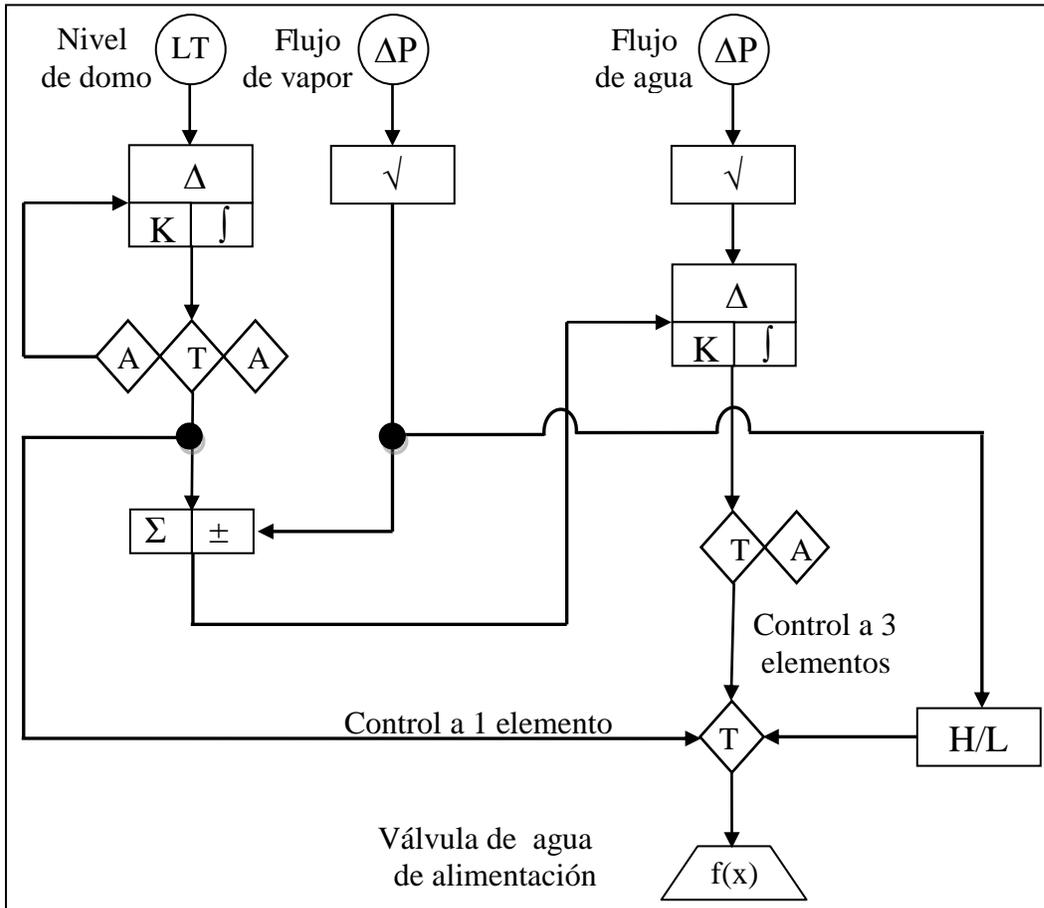
Fuente: elaboración propia.

Para el control cuando la caldera posea un bajo flujo, se utilizará un lazo sencillo, donde el control cuya variable de proceso es el nivel de domo y la salida controla directamente la válvula de agua de alimentación.

Al sobrepasar el flujo mínimo se agrega al control tres elementos, en un arreglo del lazo de control retroalimentado en cascada con prealimentación. Todo esto se observa en la figura 17.

El ajuste propio de dicho control balancea las influencias, de tal manera que, los objetivos antes descritos son cumplidos. La salida del lazo de control maestro de nivel es escalada y luego alimentada al lazo esclavo de flujo de agua de alimentación. Este arreglo en cascada es prealimentado por el flujo de vapor, ya que sus efectos sobre el nivel de domo son significativos.

Figura 17. Control de nivel de domo



Fuente: elaboración propia.

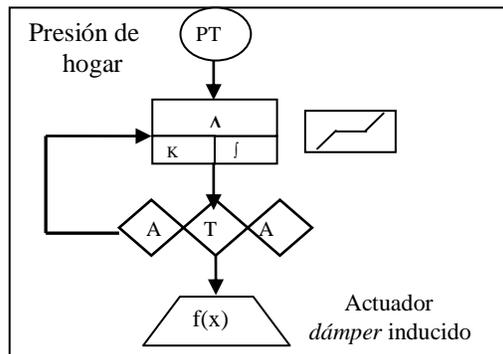
3.4. Control de presión del hogar

La función del ventilador del tiro inducido es compartir la carga de mover el aire de combustión y los gases de combustión a través del sistema. El punto de balance es la presión del hogar, la cual deberá estar levemente por debajo de la presión atmosférica. La forma más sencilla de controlar el flujo de aire, es un conjunto de paletas que se llaman *dampers* que al girar sellan el conducto.

Por lo general, el *damp*er posee una curva característica de flujo de aire contra la apertura del mismo, la cual no es lineal. La forma más sencilla de controlar el flujo de aire, mediante un lazo sencillo, como lo muestra la figura 18.

Es deseable que para el control de flujo de aire el *damp*er tuviera una curva característica lineal. Debido a esto, se recomienda un control de banda diferencial o un control no lineal, donde ninguna acción es tomada mientras la presión de hogar esté dentro del rango que se considera aceptable, alrededor del punto de consigna. Fuera de esta banda el control tomará la acción correctiva, llevando a la variable de proceso de regreso a los límites fijados. Se recomienda que el ancho de esta banda sea de $\pm 0,05$ inH₂O alrededor del punto de consigna.

Figura 18. **Control de presión de hogar**



Fuente: elaboración propia.

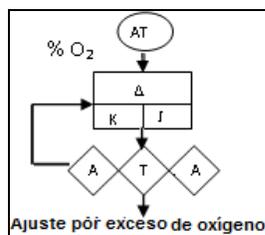
3.5. Control de ajuste por exceso de oxígeno

El ajuste por exceso de oxígeno trata de maximizar la eficiencia de la operación, mejorando el control de la relación aire/combustible basado en el porcentaje de exceso de oxígeno en los gases de combustión. Si la mezcla aire/combustible fuera en las proporciones químicamente correctas, los productos teóricos de la combustión serían dióxido de carbono y vapor de agua. Debido a que la mezcla no es perfecta, siempre es necesario agregar un exceso de aire para mantener una combustión óptima.

El porcentaje óptimo de oxígeno en los gases de combustión depende del tipo de combustible y varía con la carga. En la figura 19 se observa cómo se obtiene este ajuste que será de importancia al igual que la razón de combustión para el control de la misma.

La variable de proceso es entonces el porcentaje de O_2 presente en los gases de combustión. Esto se logra con un transmisor que tiene como sensor de oxígeno una celda óxido de zirconio. Este al calentarlo y entrar en contacto con los gases de combustión genera un voltaje proporcional al contenido de oxígeno existente en dichos gases.

Figura 19. Control de ajuste por exceso de oxígeno



Fuente: elaboración propia.

3.6. Control de combustión

La función primaria del control de combustión es entregar una mezcla de aire y combustible a una razón que satisfaga los requerimientos de carga de la caldera, bajo condiciones seguras y eficientes. Con insuficiente aire, se desperdicia combustible, debido a combustión incompleta. Un exceso de aire también desperdicia combustible, calentando aire que luego sale por la chimenea.

En este tipo de calderas no se tiene una medición exacta del combustible que se está quemando, debido al sistema de alimentación del mismo, que es a través de un rotor que al girar alimenta la caldera de forma proporcional a la velocidad de giro del rotor.

También se tiene la complicación que la caldera quema combustible sólido y líquido, bagazo y gasóleo respectivamente. Esto hace que el control de combustión sea un poco complejo. Prácticamente son dos controles involucrados y la manera de asociarlos determinará qué tan buenos resultados se obtengan en el control.

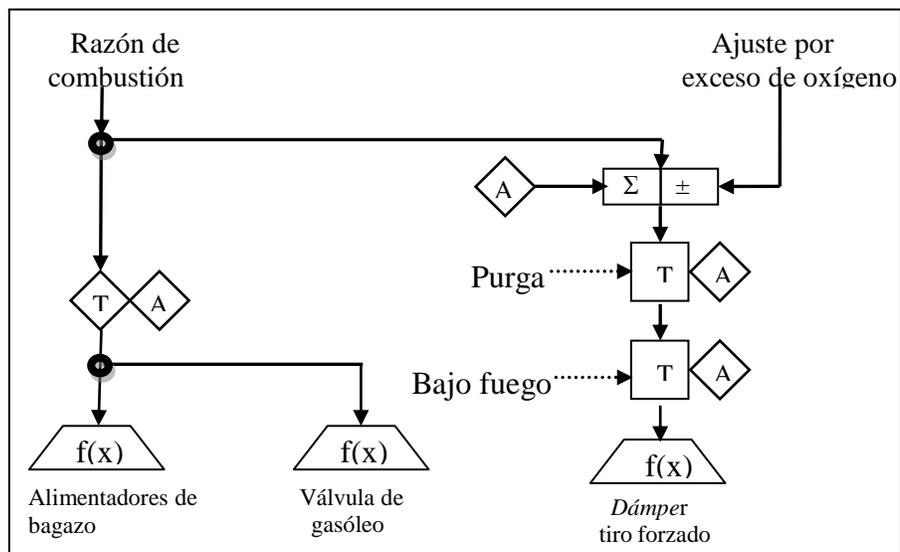
La combustión se logra mezclando aire más combustible, se debe tener en cuenta que el control de combustión relaciona tanto la alimentación de combustible como de aire. Se debe considerar que en este caso en particular no se cuenta con una medición real de flujo de combustible, ni con medición de flujo de aire de combustión.

Entonces se considera lo siguiente:

- La señal de razón de combustión controlará directamente los actuadores de los alimentadores de combustible sólido y válvula de gasóleo.
- El actuador del *dámpner* del tiro forzado quien será el encargado de regular el aire de combustión, estará controlado por la misma señal que el combustible, más una constante de propensión o *Bias*.
- La señal de ajuste por exceso de oxígeno se prealimentará a la salida del actuador del *dámpner* del tiro forzado.

La figura 20 muestra esta estrategia, donde las señales de salida de razón de combustión y ajuste por exceso de oxígeno son las salidas de dichos lazos de control.

Figura 20. **Control de combustión**



Fuente: elaboración propia.

3.7. Control de presión de relleno

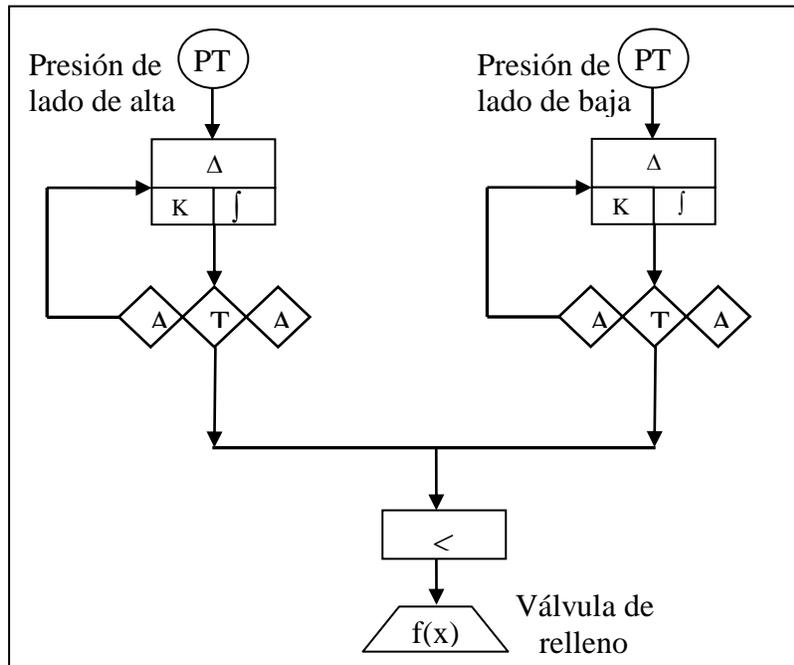
Dentro del proceso existe la posibilidad de suplir vapor al sistema de fábrica a 250 Psi. Para lograr lo anterior, se toma una derivación de la línea principal de alta presión y se reduce dicha presión con una válvula reductora. Se implementan dos lazos de control:

- El primer lazo del lado de alta presión, es un lazo de presión con variable de proceso la presión del cabezal de alta presión y acción directa.
- El segundo lazo del lado de baja presión, es un lazo de presión con variable de proceso la presión del cabezal de baja presión y acción inversa.

La válvula será controlada por la menor de las dos señales de los lazos anteriores. Como lo muestra la figura 21. Este arreglo funcionará de la siguiente manera:

- Si la presión del lado de alta está arriba del punto de operación, rellenará si y sólo si la presión del lado de baja está por debajo del punto de consigna.
- Si la presión del lado de alta está debajo del punto de operación, no rellenará aunque la presión del lado de baja este por debajo del punto de consigna.

Figura 21. **Control de presión de relleno**



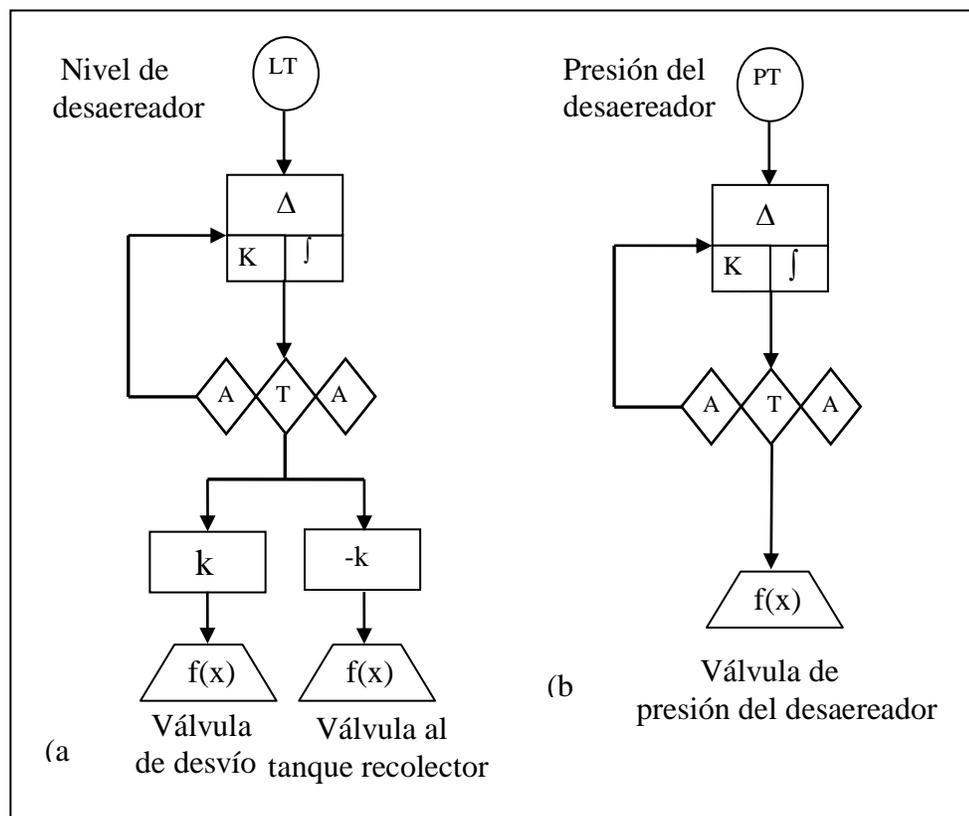
Fuente: elaboración propia.

3.8. **Control de nivel y control de presión del desaereador**

El desaereador es un dispositivo mecánico encargado de liberar gases (oxígeno, anhídrido carbónico y otros gases) contenidos en el agua de alimentación previo a alimentarse a la caldera. Este debe mantener un nivel para lograr suministrar de una manera estable el agua hacia la caldera, el interrumpir la alimentación de agua, tiene consecuencias graves sobre la caldera. El desaereador necesita vapor a una cierta presión para liberar los gases del agua este lazo de control se muestra en la figura 22b.

En cuanto al nivel, si se diera el caso que el desaereador tuviera el nivel deseado esta agua proveniente del tanque de transferencia será desviada hacia un tanque recolector para ser usada después. Para este lazo de control se utilizan dos válvulas con acciones invertidas como se muestra en la figura 22a.

Figura 22. **Control de nivel y control de presión del desaereador**

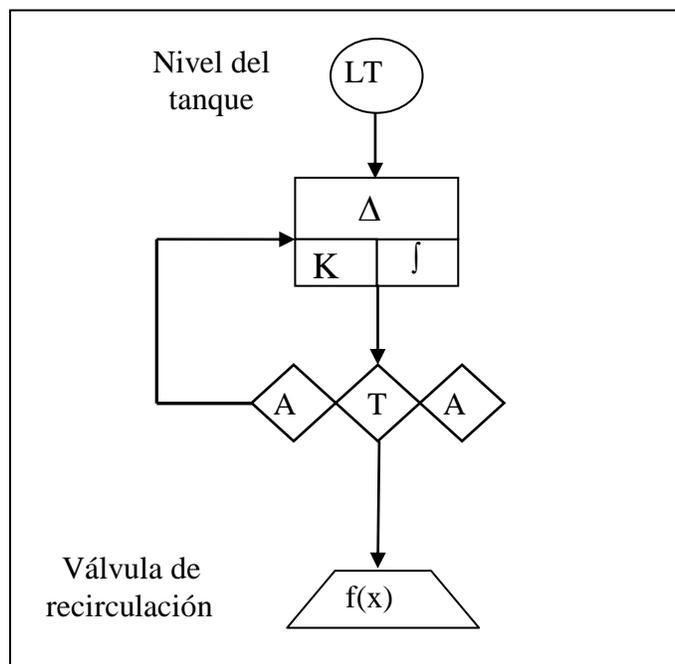


Fuente: elaboración propia.

3.9. Control de nivel del tanque de transferencia

La función del tanque de transferencia es proveer de agua al desaereador. Esta agua proviene del proceso de fabricación de azúcar, específicamente del primer efecto de la evaporación del jugo clarificado. El nivel se guarda para proteger las bombas del mismo, por lo que se implementó un retorno al mismo tanque, así que si el nivel baja del punto de consigna la válvula de nivel abre recirculando el agua en el tanque. El lazo se muestra en la figura 23.

Figura 23. Control de nivel del tanque de transferencia



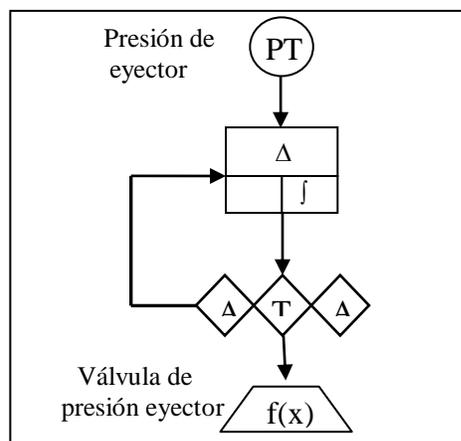
Fuente: elaboración propia.

3.10. Control de presión de eyector

El eyector a chorro de vapor es el aparato más simple que hay para crear vacío en el condensador que es el equipo que operan a vacío encargado de convertir el vapor que proviene de la turbina a su fase líquida. Es un tipo simplificado de bomba de vacío o compresor, sin partes móviles, como válvulas, pistones, rotores, etcétera.

Su funcionamiento está dado por el principio de conservación de la cantidad de movimiento de las corrientes involucradas. Son máquinas cuyo trabajo se basa en la transmisión de energía por impacto de un chorro fluido a gran velocidad, contra otro fluido en movimiento o en reposo, por lo tanto, se ha de controlar la presión de vapor inyectada. La figura 24 muestra el lazo de control de presión del eyector.

Figura 24. Control de presión de eyector

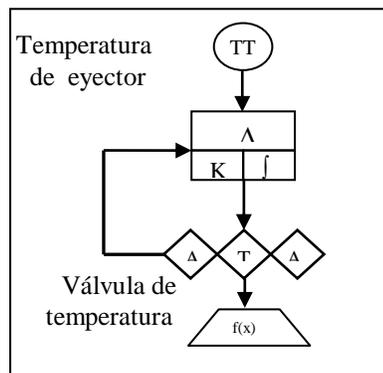


Fuente: elaboración propia.

3.11. Control de temperatura de eyector

La temperatura y el caudal del agua de enfriamiento que pasa por el condensador controlan la temperatura del condensado. Esto a su vez controla la presión de saturación (vacío) del condensador. Por lo que es necesario mantener la temperatura en un punto de consigna deseado. Si la temperatura del agua se eleva sobre el punto de consigna, el agua se recirculará al condensador para que esta pierda calor. El lazo de control se muestra en la figura 25.

Figura 25. Control de temperatura de eyector



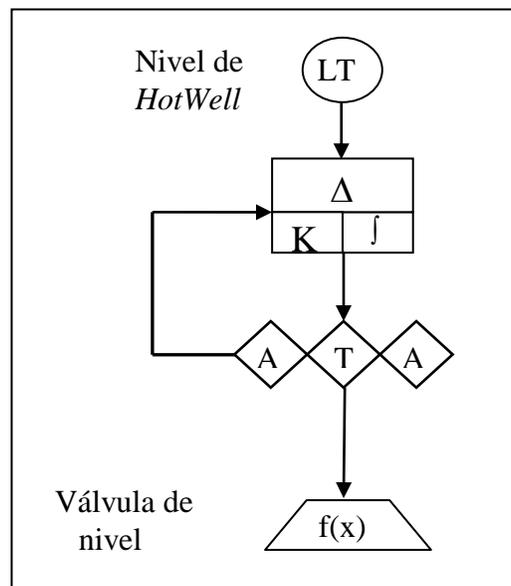
Fuente: elaboración propia.

3.12. Control de nivel de *HotWell*

Hay diversos diseños de condensadores, pero el más común, por lo menos en las instalaciones de generación de potencia, es el condensador de paso transversal simple. Este diseño de condensador proporciona agua fría que pasa a través de los tubos rectos de una cavidad llena de agua en un extremo hacia otra cavidad llena de agua en el otro extremo. Ya que el agua fluye una sola vez, a través del condensador se le denomina de un solo paso.

La separación entre las áreas de las cavidades con agua y el área donde condensa del vapor se hace mediante una tapa donde se colocan los tubos. El pozo caliente o *HotWell* es un depósito debajo del condensador en donde es necesario mantener un nivel que sirve de sello para evitar que el vacío creado por el evector se pierda. Por tal motivo, se debe implementar una válvula de recirculación, al momento que el nivel del condensador disminuya, esta válvula recirculará el agua manteniendo así el sello y evitando que se pierda el vacío. La figura 26 muestra este lazo de control.

Figura 26. **Control de nivel de *HotWell***



Fuente: elaboración propia

4. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO

La selección del sistema de control es usualmente un compromiso entre la calidad del control que se desea y el coste del sistema de control. Es decir, debe ser suficiente para satisfacer la tolerancia requerida en el proceso, pero no debe incluir excesivos refinamientos que lo encarezcan.

Se selecciona el sistema de control distribuido con base en los siguientes criterios: confiabilidad y redundancia, arquitectura, interfaz con el operador, capacidad de procesamiento, interconexión de módulos y comunicaciones, entre otros.

El sistema seleccionado para el remplazo fue el sistema de control distribuido DeltaV de la marca Emerson, debido a que cumple con todas las características principales.

4.1. Antecedentes

El sistema DeltaV fue creado para construir un sistema de automatización que pueden integrarse con las normas elaboradas en el momento. El nombre se deriva de DeltaV, la ecuación de ingeniería para la aceleración: Δ_v / Δ_t , el cambio de velocidad en el cambio en el tiempo. La intención del diseño del sistema DeltaV era acelerar el proceso de planificación, ingeniería, instalación, puesta en marcha, formación, operación y mantenimiento de un sistema de automatización.

DeltaV , con más de 1 000 referencias funcionando, define una nueva generación de sistemas de control, combinando el uso de tecnologías universales y abiertas con un diseño robusto y seguro que garantiza la máxima disponibilidad de la planta.

En Centroamérica existen sistemas DeltaV controlando las tres refinerías más importantes de la zona de la EXXON y PERENCO. Tres ingenios en todas sus zonas como Izalco, El Ángel y Chaparrastique, la Mina de Oro Marlin en Guatemala, los pozos geotérmicos La Geo en El Salvador.

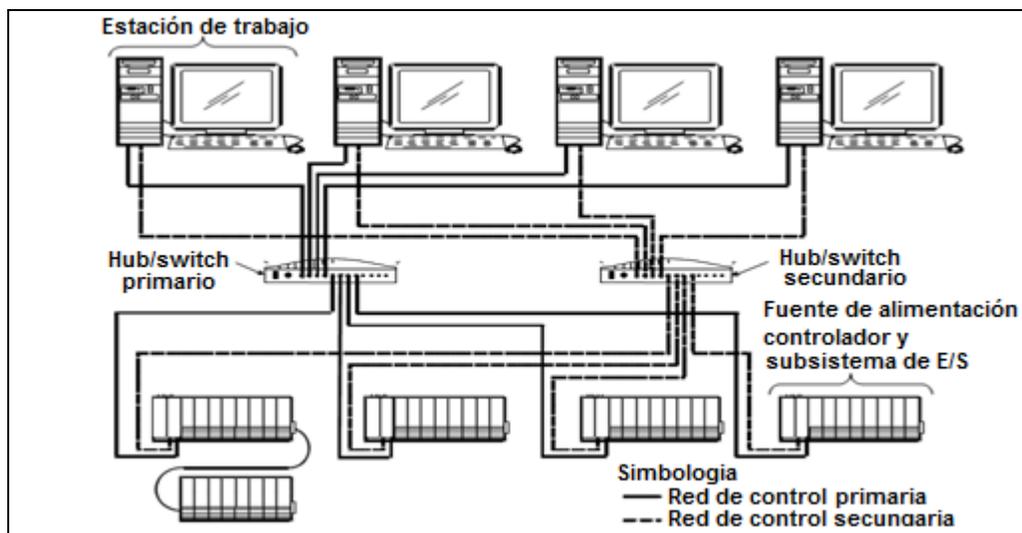
DeltaV integra totalmente las capacidades de una planta digital inteligente, desde los dispositivos de campo, incluyendo HART, el bus de campo Foundation FieldBus, buses discretos de alta velocidad y control avanzado embebido en los propios controladores con redundancia. Esta integración inteligente proporciona la infraestructura para aplicaciones avanzadas como AMS (asset management solutions – soluciones de administración de activos) para realizar una rápida y fácil puesta en marcha, configuración y diagnóstico de los dispositivos de campo. El resultado es una mayor seguridad y eficiencia del proceso.

4.2. Estudio de la arquitectura del sistema de control distribuido

La red de control DeltaV es una red Ethernet estándar y redundante dedicada al sistema DeltaV. Esta conecta las estaciones de trabajo, controladores, tarjetas de entrada o salida, sistemas entrada/salida remotos y Gateways inalámbricos de la red de control DeltaV.

La figura 27 muestra una pequeña red DeltaV con 8 nodos aunque puede haber 100 controladores simples o pares redundantes y hasta 60 estaciones de trabajo, hay distintas combinaciones entre estaciones y controladores mientras no se sobrepase la capacidad máxima de la red DeltaV que son 120 nodos.

Figura 27. **Red DeltaV de 8 Nodos**



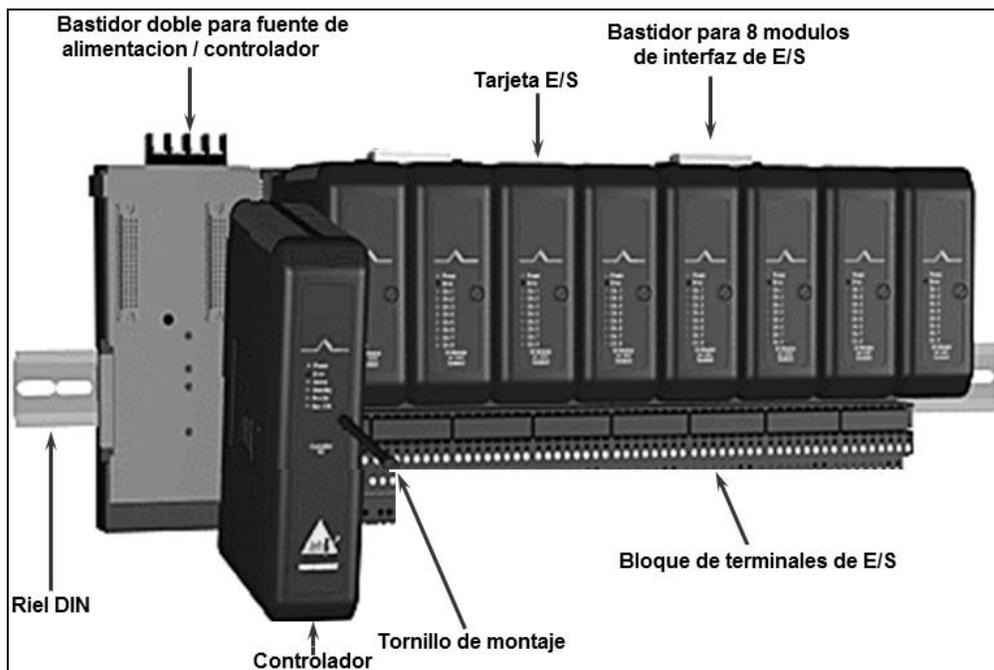
Fuente: < <http://www2.emersonprocess.com>>. [Consulta: julio de 2009].

La arquitectura DeltaV ofrece una gran fiabilidad, gracias a la redundancia de cualquier elemento desde la red Ethernet, controladores, fuentes de alimentación, servidores, tarjetas de entrada/salida en sus buses nativos tales como: Foundation FieldBus, AS-i Bus, ProfiBus DP, HART, ModBus RTU/ASCII/TCIP, HART inalámbrico, DeviceNet, y entradas/salidas digitales y analógicas básicas.

Además, posee técnicas avanzadas de control, como son: control difuso (*fuzzy*), control con redes neuronales, control predictivo, sintonización de lazos PID o controles difusos, detección de mal funcionamiento de lazos, control estadístico multivariable, optimizador de tiempo real, monitoreo de funcionamiento de equipos, simulación y otros.

El controlador es típicamente un equipo industrial, de alta disponibilidad. En la figura 28 se muestra un procesador simple y tarjetas entrada/salida básicas.

Figura 28. **Procesador y tarjetas E/S del DeltaV**



Fuente: < <http://www2.emersonprocess.com>>. [Consulta: julio de 2009].

A estas tarjetas de entrada/salida se conectan los dispositivos de campo en cualquiera de sus protocolos de comunicación. Entonces el controlador o controladores, en caso que sea redundante, se conectan a un *switch* industrial al cual los demás nodos, sean estaciones o controladores están conectados.

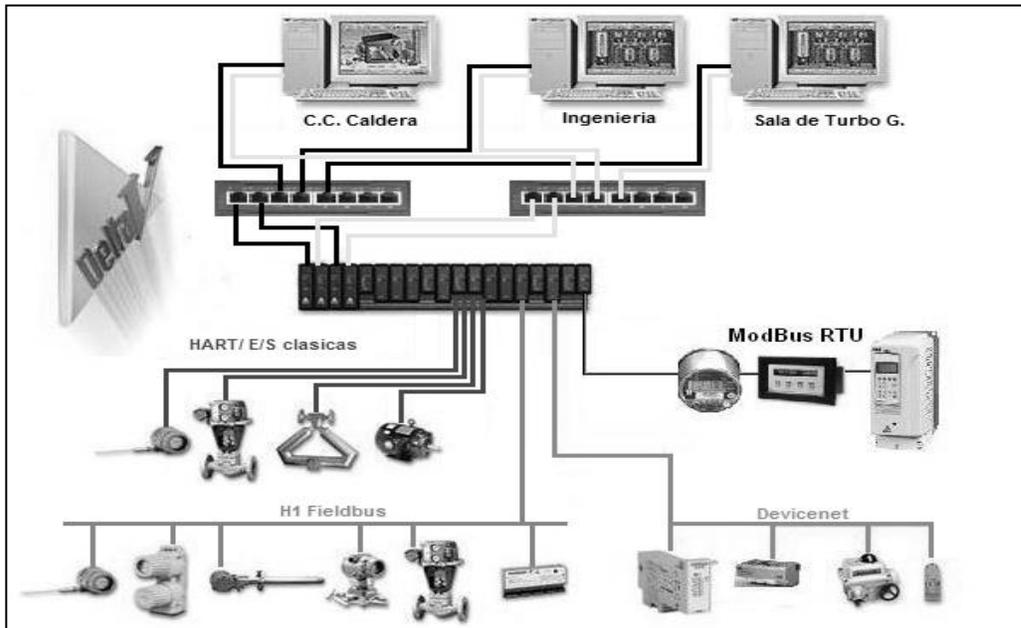
Existen diversos tipos de estaciones, de las cuales dos tipos son utilizadas. El primer tipo es la estación de ingeniería o profesional-plus, en la cual se podrá configurar todo el sistema, hacer las estrategias de control, asignar licencias y todo lo que refiere a la administración y mantenimiento del sistema de control distribuido. El otro tipo de estación es la estación de operación o workstation, cuyo fin está destinado al operador de consola, quien modificará parámetros de puntos de consigna, visualizará el monitoreo de variables y quien tiene un acceso restringido a las opciones de configuración y mantenimiento del sistema.

4.3. Arquitectura básica a utilizar

La figura 29 muestra la arquitectura básica propuesta para el proyecto una red de control DeltaV completa de cuatro nodos y procesador redundante. Se escogieron tres estaciones de trabajo, dos de las cuales son estaciones de operador, debido a que se necesitará controlar la caldera de un punto y monitorear la generación en otro; la tercera es una estación de ingeniera, necesaria para la configuración, administración y mantenimiento del sistema de control distribuido.

Debido a que el proceso a controlar es demasiado crítico, se eligió la opción de controladores redundantes, con fuentes redundantes, mas no se tienen tarjetas de entrada/salida redundante, debido al alto costo de un sistema totalmente redundante.

Figura 29. **Arquitectura básica del DeltaV**



Fuente: < <http://www2.emersonprocess.com>>. [Consulta: julio de 2009].

4.4. Preparación del sitio

Para instalar el sistema de control distribuido, es necesario cumplir con ciertos requerimientos, para garantizar el correcto funcionamiento del sistema de control distribuido y cobertura de garantía, por parte de la compañía Emerson.

Emerson evaluará antes de echar a andar el equipo en una serie de pruebas a las que denomina pruebas SAT por sus siglas en inglés site acceptance test o “pruebas de aceptación *in situ*” en donde evaluará cada aspecto que se menciona a continuación.

4.4.1. Condiciones ambientales

El sistema DeltaV debe operar bajo condiciones ambientales controladas, ya que la mayoría de los dispositivos que integran los sistemas son diseñados para trabajar bajo ciertos rangos de humedad, temperatura y clasificación ambiental. Los detalles de los rangos de operación de los productos DeltaV se muestran en la tabla VI.

Tabla VI. Rangos de operación de los productos DeltaV

Device	Operating temperature	Storage temperature	Relative humidity non condensing	Airborne contaminants	Vibrations
Workstation	10°C to 35°C max 10°C variación/hr.	-20°C to 60°C	20% to 80%		Bottom only 0.25 g. 0 to peak 3Hz to 200 Hz. sweep at 2oct./min.
8-port hub	0°C to 40°C	-30°C to 60°C	0% to 90%		0.075 mm from 10Hz. To 58 Hz. 1.0 from 58Hz to 500 Hz
12 port hub 24 port hub	0°C to 50°C	-30°C to 60°C	0% to 90%		0.075 mm from 10Hz. To 58 Hz. 1.0 from 58Hz to 500 Hz
12 and 24 port Twisted pair switch 8 port fiber optic switch	0°C to 50°C	-10°C to 70°C	10% to 95%	ISA-S71.04-1985 Airborn contaminants class G3	1mm peak –to-peak from 5Hz to 16 Hz 0.5g from 16 Hz to 150 Hz
System power supplies, controllers and pre series 2 I/O	0°C to 60°C	-40°C to 85°C	5% to 95%	ISA-S71.4-1985 Airborn Contaminants class G3	1mm peak –to-peak from 5Hz to 16 Hz 0.5g from 16 Hz to 150 Hz
Series 2 I/O	-40°C to 70°C	-40°C to 85°C	5% to 95%	ISA-S71.04-1985 Airborn contaminants class G2	ML-STD-810D method 514.3 cartegory 1 procedure 1
Bulk power supplies	0°C to 60°C	-40°C to 85°C	5% to 95%		
Fiber optic Media Converter	0°C to 60°C	-40°C to 85°C	0% to 95%		
Field bus H1 Carrier	-40°C to 70°C	-40°C to 85°C	5% to 95%		

Fuente: elaboración propia.

Polvo y vapores corrosivos pueden causar daños a los componentes electrónicos de los equipos. Los ambientes en los cuales se encuentra el equipo pueden ser clasificados desde G1 hasta Gx, si desea ver la clasificación, descripción y condiciones se puede consultar la norma ISA-S71.04, condiciones ambientales para medición de procesos y sistemas de control.

Si la temperatura ambiente, de los lugares donde está instalado el equipo, está fuera de los rangos de operación permitidos será necesario el uso de sistemas de aire acondicionado. Las necesidades del uso de estos sistemas son determinadas a través del cálculo de la carga de calor causada por el sistema, el personal, luces y otras fuentes de calor. Cualquier sistema de aire acondicionado o ventilación deberá tener la capacidad para manejar la carga de calor generada en los cuartos de control.

La humedad relativa deberá mantenerse dentro de los rangos de operación permitidos. La humedad relativa baja permite la creación de cargas y descargas electrostáticas, lo cual puede dañar los equipos. La humedad relativa alta puede terminar en la condensación de agua en los equipos. Vapores corrosivos en la atmósfera terminarán en condensación y formación de ácidos, la humedad relativa debe ser controlada para prevenir la formación de ácidos, los cuales pueden dañar de forma permanente los equipos.

Se cuenta con un aire acondicionado en el cuarto de control, el cual mantiene baja la humedad y la temperatura se mantiene alrededor de los 27 grados centígrados.

4.4.2. Tierra física

La tierra y la red de tierras son una consideración importante para cualquier sistema de control, ya que este puede eliminar los efectos causados por potenciales deficiencias en el suministro de las fuentes de alimentación. Pobres o deficientes sistemas y redes de tierras son la causa principal de las fallas presentadas en un sistema de control.

Una buena tierra conduce corrientes eléctricas, causadas por fallas a tierra y puede reducir considerablemente el ruido eléctrico, lo cual causa problemas en las señales de control.

El mejor sistema de tierras es aquel que utiliza varios electrodos de tierra (mayor número de electrodos, mejor sistema) y las razones son las siguientes:

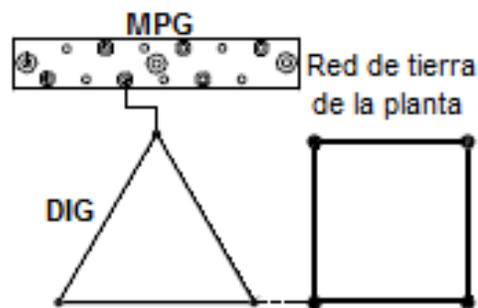
- Las resistencias de contacto del electrodo a tierra son efectivamente puestas en paralelo, la adición de más electrodos reduce la resistencia del sistema de tierra.
- Un electrodo provee un elemento de seguridad. El contacto a tierra no depende de un solo electrodo.

Es recomendable que el sistema de tierra tenga un ohm o menor entre el sistema de tierras de instrumentación y la tierra real. Una resistencia de un ohm o menor reduce los errores fantasma provocados por caídas de voltaje en los sistemas de tierra. Es indispensable que el cable que une a la malla de tierras con la barra Tierra de Instrumentación del sistema DeltaV (DIG) sea forrado, este cable no debe ser desnudo, además debe estar soldado con soldadura exotérmica, los únicos puntos donde se desnuda el cable es en las conexiones al electrodo de tierra y a la barra DIG.

La figura 30 muestra cómo se implementó la malla de tierras en la planta. La malla existente está accesible y la resistencia de la malla de tierra hacia la tierra física no cumple con los requerimientos, entonces será necesaria la implementación de un nuevo sistema de tierras dedicado al sistema de control.

Un punto dedicado y cercano al sistema es conectado a un electrodo de la red de tierras de la planta con un cable de calibre 4/0 de cobre y además soldado con soldadura exotérmica a los electrodos. La medición de tierras en la MPG fue de 0,7 ohmios.

Figura 30. **Red de Tierras DeltaV en Madre Tierra**



Fuente: elaboración propia.

4.4.3. **Distribución de voltaje de corriente alterna**

Para mantener una buena calidad de VAC, cosas como pérdidas de energía, caídas de voltaje, transitorios, variaciones de voltaje, deberán ser controladas. Es indispensable que la línea de CA suministrada al sistema DeltaV sea tomada de un sistema de distribución de CA, el cual sea aislado de la fuente primaria de alimentación a todas las demás funciones de la planta, tales como motores, variadores de velocidad, alumbrado, etcétera.

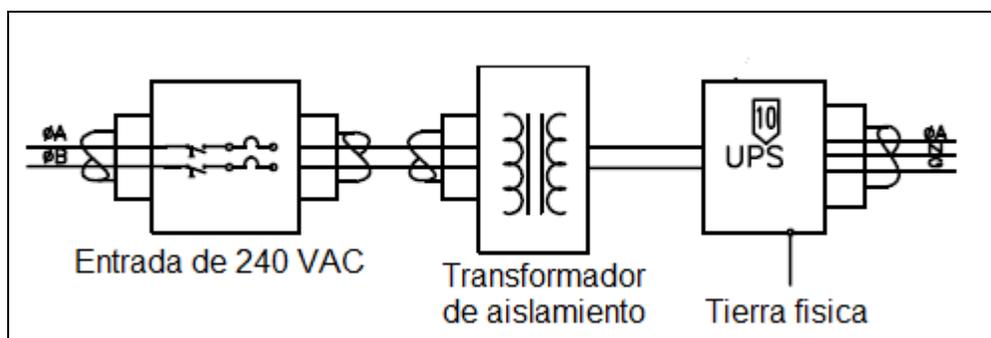
Es indispensable el uso de transformadores de aislamiento, es decir, de relación 1:1, ya que son un primer elemento de regulación y filtraje de transitorios, además, cada edificio o sitio que contenga equipo DeltaV deberá tener su propia fuente de alimentación y su propio sistema de respaldo de energía.

El sistema DeltaV utiliza una fase de alimentación con un rango de voltaje de 85 a 264 volts y un rango de frecuencia de 47 a 63 Hz. También es posible utilizar tres fases de alimentación, si es este el caso, la carga entre las fases deberá estar balanceada en cada panel de alimentación, minimizando cualquier diferencia de voltaje existente entre el neutro de CA y los conductores de tierra.

La fuente de alimentación primaria para el sistema DeltaV deberá estar libre de interrupciones de energía mayores a 20 milisegundos, una interrupción mayor a 20 milisegundos puede causar pérdida del control del proceso, datos de configuración del sistema y datos del proceso en el sistema DeltaV .

La fuente de alimentación deberá ser capaz de proporcionar toda la energía que el sistema demanda y además contar con al menos un 25% adicional de la energía demandada, de esta forma, la fuente de alimentación garantizará la entrega de energía demandada por el sistema.

Figura 31. **Instalación de potencia para el DeltaV**



Fuente: elaboración propia.

La figura 31 muestra la conexión hecha del transformador de aislamiento y el UPS ubicado afuera del cuarto de control, debido a que estos generan demasiado calor y representaría en una carga extra al aire acondicionado del cuarto de control.

4.5. Aplicaciones del DeltaV

DeltaV es un DCS y como tal, es un sistema que integra tanto el controlador, conectado a la planta, como su interface de operador, basada en PC. Todas estas aplicaciones corren en el PC, pero algunas de ellas interactúan y configuran o programan propiamente el controlador. Las aplicaciones pueden dividirse en las siguientes categorías: aplicaciones de operador, herramientas de ingeniería y control avanzado. Las aplicaciones de control avanzado son:

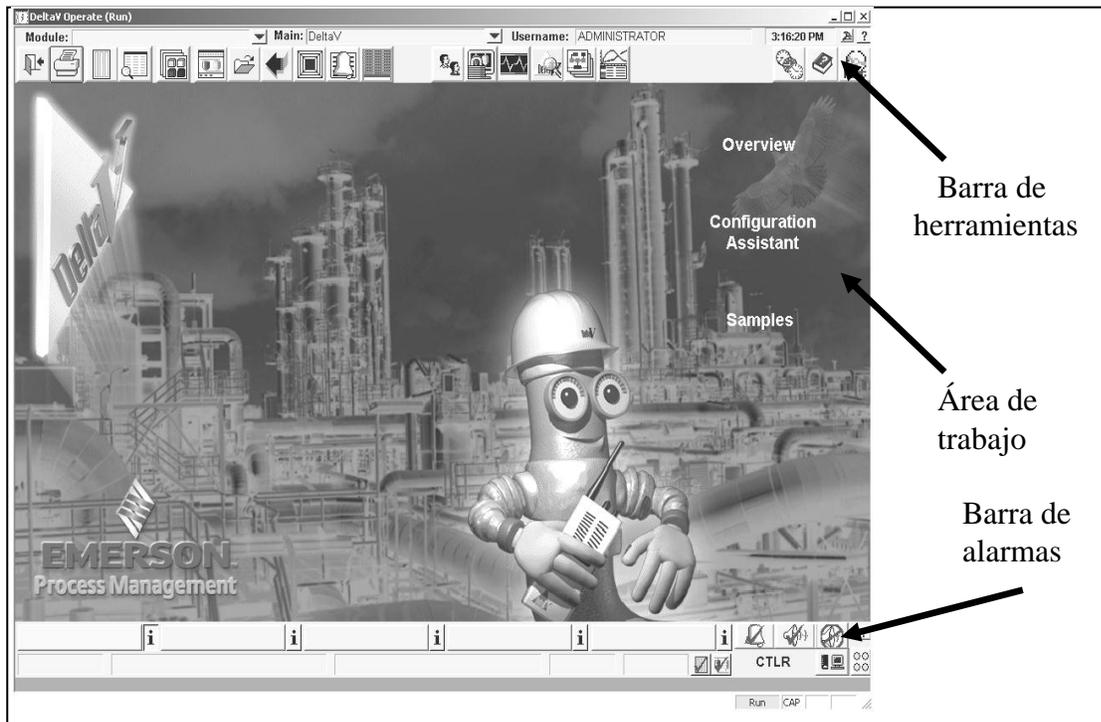
- DeltaV Neural. Conjunto de herramientas para el desarrollo de redes neuronales.
- DeltaV Predict y DeltaV Predict Pro. Permite implementar estrategias de control predictivo.
- DeltaV Simulate Pro. Permite instalar las aplicaciones de un sistema DeltaV , sin necesidad de un controlador.
- Inspect with InSight. Realiza monitoreo avanzado de procesos, detectando problemas del sistema o de la instrumentación.
- Tune with InSight. Permite la sintonización de lazos PID o *fuzzy*. Puede ser por comando o sintonización adaptativa.

4.5.1. Aplicaciones del operador

Entre las aplicaciones más importantes del operador cabe mencionar el DeltaV Operate Run, este permite al operador una vista gráfica del proceso, estados de los lazos y alarmas en el sistema. En la figura 4, se muestra el ambiente de operación y sus principales componentes. Otras aplicaciones de operador son:

- DeltaV Login. Permite visualizar el operador actual, y dar ingreso y salida del sistema al operador.
- Process History View. Permite visualizar las gráficas de tendencias.
- Diagnostic. Permite ver el diagnóstico del sistema.
- Batch Operator Interface. Sistema de operación para procesos *batch*.
- Batch History View. Permite visualizar información histórica de los procesos *batch*.
- MPC Operate. Consola de operación del módulo MPC, control predictivo.

Figura 32. **DeltaV Operate**

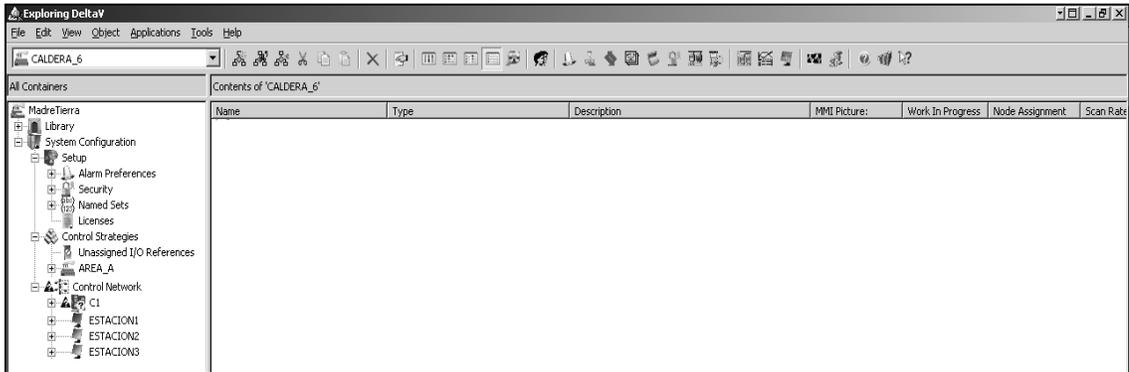


Fuente: elaboración propia.

4.5.2. **Herramientas de ingeniería**

Entre las herramientas de ingeniería cabe mencionar otra vez el DeltaV Operate, que con los permisos correctos puede modificarse, crear y configurar la parte gráfica de la ingeniería del proceso que el operador verá. El DeltaV Explorer es otra herramienta básica del sistema, permite navegar por toda la aplicación y definir componentes como áreas, nodos, módulos y alarmas. Tiene la apariencia del explorador de Windows ® como se aprecia en la figura 33.

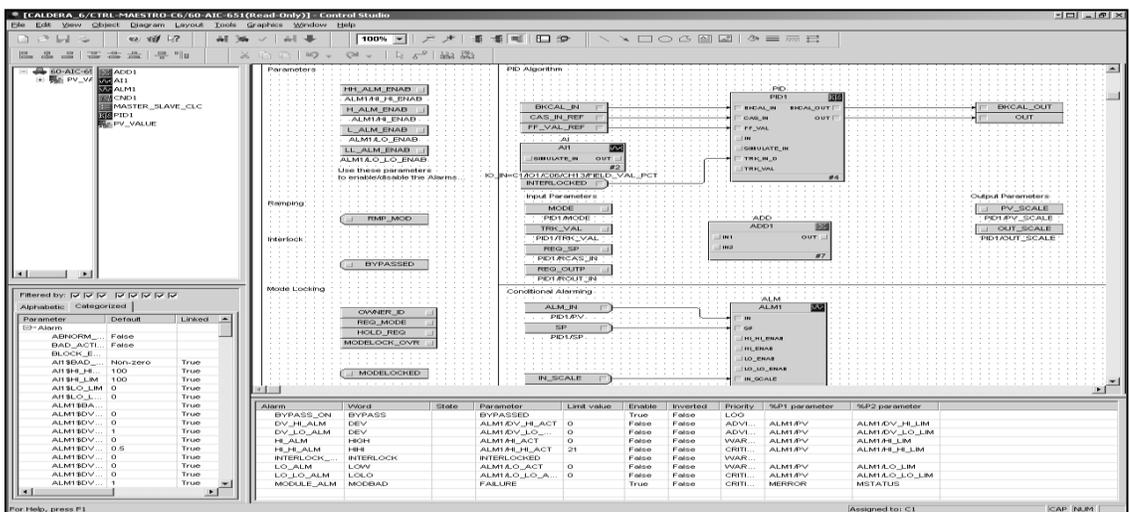
Figura 33. DeltaV Explorer



Fuente: elaboración propia.

También es importante mencionar la herramienta Control Studio que es utilizado para diseñar y modificar módulos y *templates*, que definen la estrategia de control, el entorno se ilustra en la figura 34.

Figura 34. DeltaV Control Studio



Fuente: elaboración propia.

Otras herramientas de ingeniería son:

- Configuration Assistant. Permite realizar la configuración del sistema de manera asistida.
- Recipe Studio. Gestión de recetas para procesos *batch*.
- User Manager. Definición de niveles de acceso para usuarios y grupos
- Database administrator. Gestiona la base de datos; creación, borrado, copiado y respaldo de la BD.
- FlexLock. Creación de escritorio dual, simplemente el DeltaV Operate Run o escritorio de Windows ® más DeltaV Operate Run.
- System Preferences. Permite configurar las herramientas de ingeniería, de tal modo de limitar y esconder ciertas funciones.
- System Alarm Management. Gestión de alarmas
- Auto Update Service. Se encarga de mantener actualizadas las estaciones WS cada vez que se hace una descarga de la aplicación desde la estación Professional Plus.
- Continous Historian Administrator. Provee las herramientas para administrar los datos generados por el Continous Historian.

4.6. Herramientas de integración

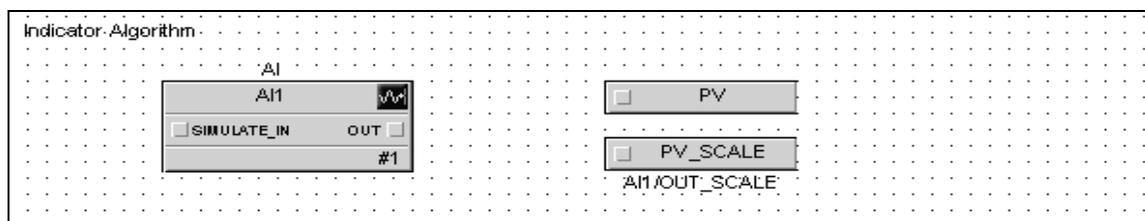
Para estandarizar las estrategias de control Emerson implementó unas librerías llamadas PBL (project builder library). Esta librería comprende módulos estándar y herramientas para el usuario del sistema DeltaV. Estas librerías contienen módulos de más de 200 proyectos. Al usar los módulos disponibles de las PBL, el tiempo de diseño e implementación se redujo significativamente.

Esto es básicamente como una programación orientada a objetos donde los modelos para ciertas estrategias de control, están prediseñadas y sólo falta adaptarlas a los requerimientos del proceso. También permite entrelazar varios módulos para crear una estrategia más compleja si así se desea, sin necesidad de hacer un nuevo módulo para estrategias complejas. Los módulos básicos y más utilizados se describen a continuación:

4.6.1. AI_MG_50

Este módulo contiene un bloque de función de entrada analógica. Además contiene alarma, límites, una bandera de mala calidad de señal. Este módulo se utiliza generalmente para variables de monitoreo. Ver figura 35.

Figura 35. Módulo AI_MG_50

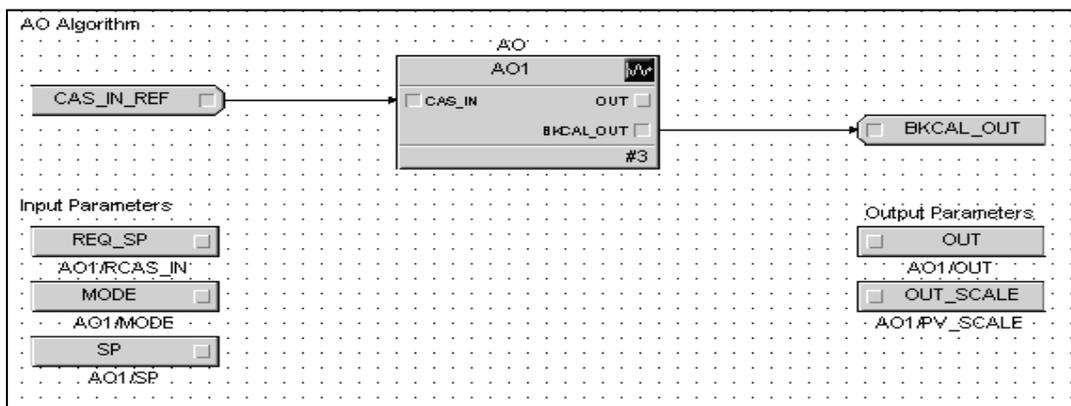


Fuente: elaboración propia.

4.6.2. AO_MG_50

Este módulo contiene un bloque de función de salida analógica. Además contiene alarma, límites, una bandera de mala calidad de señal. Este módulo se utiliza generalmente cuando la señal de salida proviene de un cálculo. Ver figura 36.

Figura 36. Módulo AO_MG_50

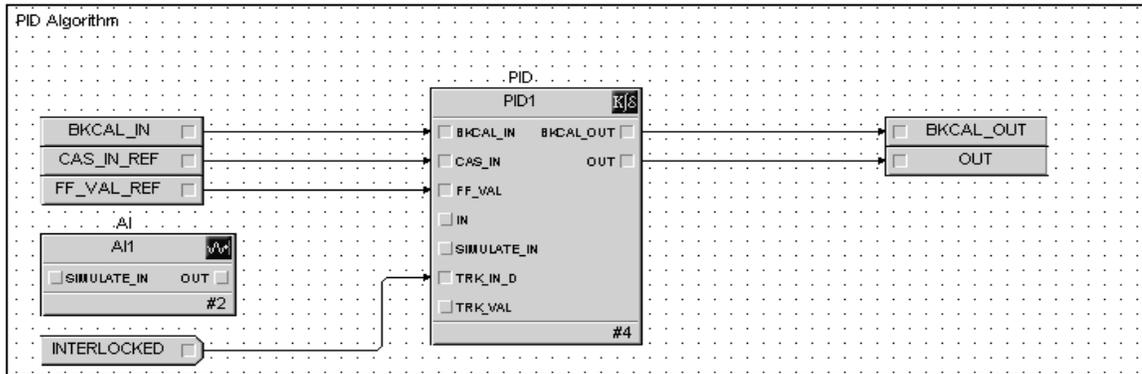


Fuente: elaboración propia.

4.6.3. CMT_MG_50

Este módulo de control PID contiene un solo bloque de función de entrada analógica, es usado como maestro en una estrategia maestro/esclavo. La salida del PID va referenciada hacia otro módulo, como el punto de consigna del lazo esclavo. También posee enclavamientos y condiciones, que al ser activadas establece la salida a un valor preestablecido. Ver figura 37.

Figura 37. Módulo CMT_MG_50

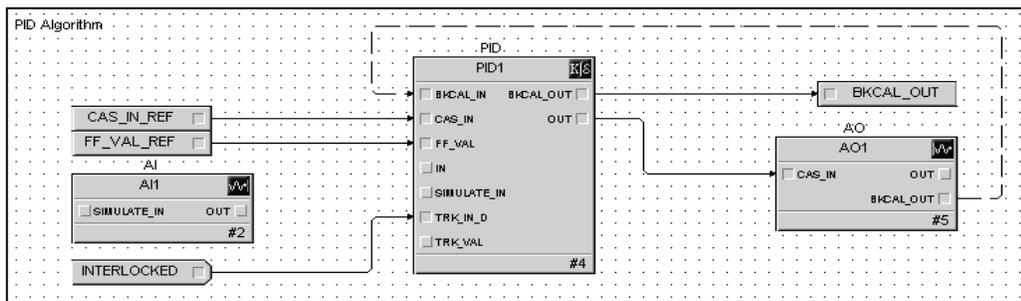


Fuente: elaboración propia.

4.6.4. CSD_MG_50

Este módulo de control PID contiene un bloque de función de entrada analógica y otro de salida analógica, es usado como maestro en una estrategia maestro/esclavo, puede ser usado como esclavo de otros controles. También posee enclavamientos y condiciones, que al ser activadas establece la salida a un valor preestablecido. Ver figura 38.

Figura 38. Módulo CSD_MG_50

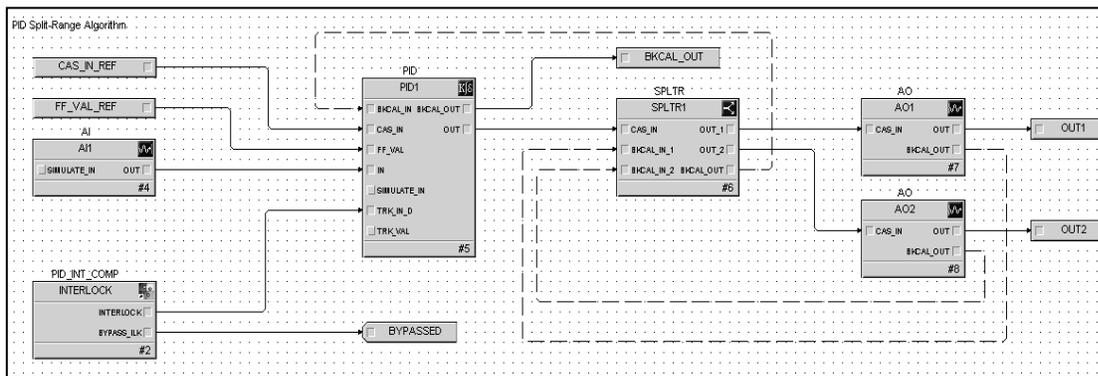


Fuente: elaboración propia.

4.6.5. PID_SR

Módulo de control PID con bifurcación de salida. El control de lazo analógico contiene un solo bloque de función de entrada analógica y dos bloques de función de salida analógica. La salida del lazo se bifurca en dos señales que son enviadas a los bloques de función de salida analógica. Basándose en los valores definidos en el bloque de bifurcación la salida puede ser escalada. También posee enclavamientos y condiciones, que al ser activadas establece la salida a un valor preestablecido. Ver figura 39.

Figura 39. Módulo PID_SR

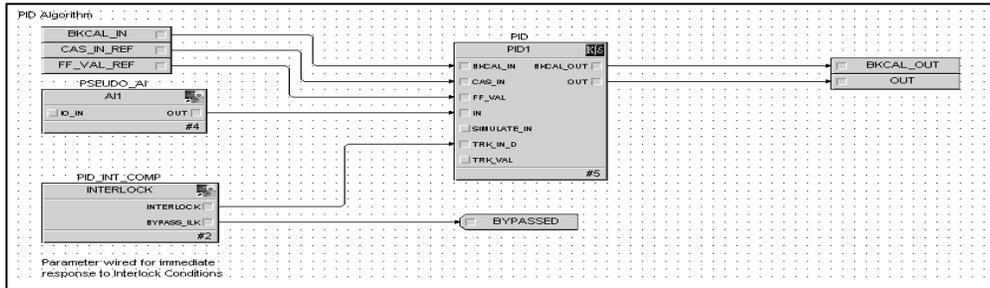


Fuente: elaboración propia

4.6.6. PID_MSTR_SOFT_P

Este módulo de control PID contiene un bloque de función de entrada analógica de *software*, es usado como maestro en una estrategia maestro/esclavo. Esta entrada analógica de *software* simula un transmisor y bien puede ser referenciada a un bloque de cálculo. También posee enclavamientos y condiciones, que al ser activadas establece la salida a un valor preestablecido. Ver figura 40.

Figura 40. Módulo PID_MSTR_SOFT_P

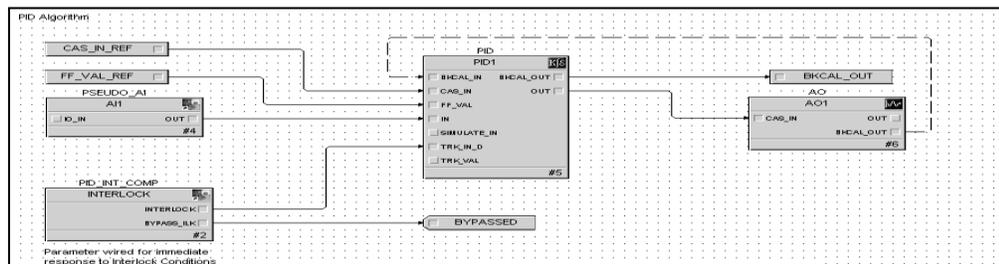


Fuente: elaboración propia.

4.6.7. PID_SOFT_P

Este módulo de control PID contiene un bloque de función de entrada analógica de *software* y un bloque de función de salida analógica, es usado como maestro en una estrategia maestro/esclavo. Esta entrada analógica de *software* simula un transmisor y bien puede ser referenciada a un bloque de cálculo. También posee enclavamientos y condiciones, que al ser activadas establece la salida a un valor preestablecido. Ver figura 41.

Figura 41. Módulo PID_SOFT_P

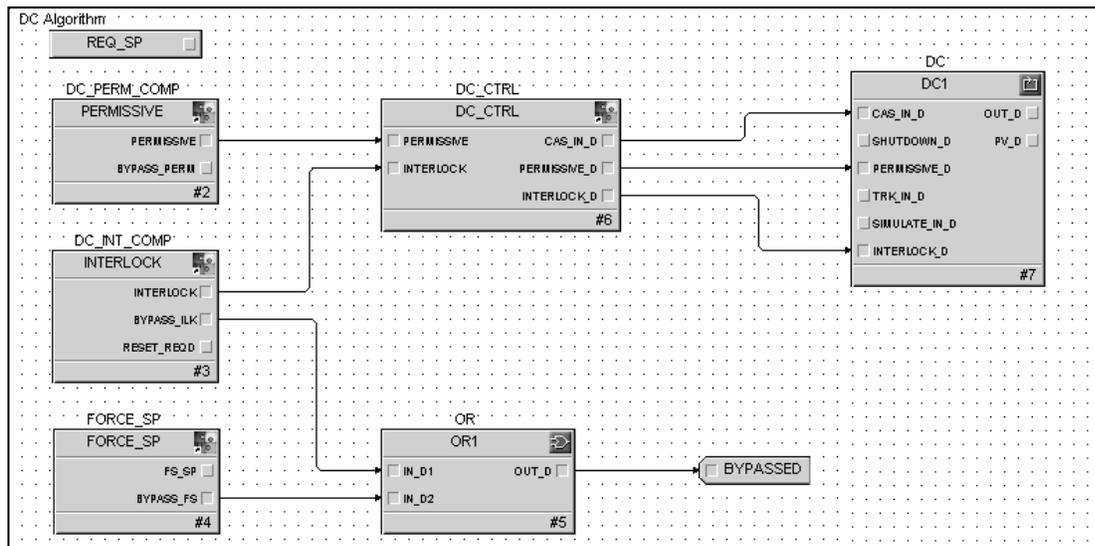


Fuente: elaboración propia.

4.6.8. DV_12_NC_ILP

Este módulo provee control a elementos discretos tales como válvulas *on/off* y motores, con punto de consigna forzado, enclavamientos y permisivos. Ver figura 42.

Figura 42. Módulo DV_12_NC_ILP



Fuente: elaboración propia.

4.7. Dimensionamiento del sistema de control

Para el dimensionamiento se hizo un recuento de entradas y salidas, tanto analógicas como digitales. Con base a este recuento, se especificó la capacidad del sistema de control distribuido a instalar.

4.7.1. Salidas analógicas

En este caso, se tiene un total de 15 salidas analógicas de 4 a 20 mA y 3 salidas en protocolo Foundation FieldBus. En la siguiente tabla se enlistan los elementos.

Tabla VII. Salidas analógicas

SUBÁREA <i>Unit Module</i>	No	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO		
		DST Dev. Sig. Tag	Tipo vari able	DST Descripción
CALDERA_6	1	60-FV-601	2H	Válvula control de flujo agua alimentación
CALDERA_6	2	60-PV-606	2H	Válvula vapor de relleno a la extracción
CALDERA_6	3	60-PV-607	2H	Válvula de relleno 850psig a 250psig
CALDERA_6	4	60-FV-602 ^a	2H	Actuador sistema de atemperación de desvió
CALDERA_6	5	60-FV-602B	2H	Actuador sistema de atemperación de retorno
CALDERA_6	6	60-LV-603 ^a	2H	Válvula nivel del desaereador
CALDERA_6	7	60-LV-603B	2H	Válvula desvió a tanque de condesados
CALDERA_6	8	60-PV-604	2H	Válvula presión vapor del desaereador
CALDERA_6	9	60-FV-611	2H	Válvula alimentación del quemador <i>fuel oil</i>
CALDERA_6	10	60-ZV-631	2H	Actuador tiro forzado sección bagazo
CALDERA_6	11	60-ZV-632	2H	Actuador tiro forzado sección <i>fuel oil</i>
CALDERA_6	12	60-ZV-641	2H	Actuador tiro inducido
CALDERA_6	13	60-LV-661	2H	Válvula retorno a tanque transferencia
CALDERA_6	14	60-SZ-620	2H	Variador de frecuencia alimentador de bagazo
CALDERA_6	15	60-TV-602	2H	atemperación vapor relleno 850 psig a 250 psig
TURBO_GE_22MW	16	22-PV-638	FF	Válvula de presión eyector
TURBO_GE_22MW	17	22-LV-635	FF	Válvula de nivel de <i>HotWell</i>
TURBO_GE_22MW	18	22-TV-639	FF	Válvula de temperatura de eyector

Fuente: elaboración propia.

4.7.2. Entradas analógicas

En este caso, se tiene un total de 34 entradas analógicas de 4 a 20 mA y 28 entradas analógicas en protocolo Foundation FieldBus. En la siguiente tabla se enlistan los elementos.

Tabla VIII. Entradas analógicas

SUBÁREA <i>Unit Module</i>	No.	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO		
		DST Dev. Sig. Tag	Tipo variable	DST Descripción
CALDERA_6	1	60-PT-601	2H	Transmisor presión vapor sobrecalentado
CALDERA_6	2	60-FT-602	2H	Transmisor flujo de vapor general
CALDERA_6	3	60-LT-601	2H	Transmisor nivel domo
CALDERA_6	4	60-FT-603	2H	Transmisor flujo agua alimentación
CALDERA_6	5	60-TT-602	2H	Transmisor temperatura vapor sobrecalentado
CALDERA_6	6	60-LT-603	2H	Transmisor nivel desaereador
CALDERA_6	7	60-PT-604	2H	Transmisor presión de desaereador
CALDERA_6	8	60-FT-611	2H	Transmisor flujo <i>fuel oil</i> de entrada
CALDERA_6	9	60-FT-631	2H	Transmisor flujo aire de combustión sección bagazo
CALDERA_6	10	60-FT-632	2H	Transmisor flujo aire de combustión sección <i>fuel oil</i>
CALDERA_6	11	60-PT-641	2H	Transmisor presión gases de hogar
CALDERA_6	12	60-LT-661	2H	Transmisor nivel tanque de transferencia
CALDERA_6	13	60-AT-651	4H	Transmisor contenido de O ₂ gases de salida
CALDERA_6	14	60-PT-602	2H	Transmisor presión de domo
CALDERA_6	15	60-FT-602B	2H	Transmisor flujo vapor línea 875 psig
CALDERA_6	16	60-FT-602C	2H	Transmisor flujo vapor relleno 875 psig a 250 psig
CALDERA_6	17	60-PT-603	2H	Transmisor presión agua de alimentación
CALDERA_6	18	60-TT-603	2H	Transmisor temperatura vapor 1er cabezal
CALDERA_6	19	60-TT-604	2H	Transmisor temperatura vapor 2do cabezal
CALDERA_6	20	60-TT-641	2H	Transmisor <i>temperatura</i> Gases de hogar

Continuación de la tabla VIII.

CALDERA_6	21	60-TT-605 ^a	2H	Transmisor temperatura agua entrada a la caldera
CALDERA_6	22	60-TT-605B	2H	Transmisor temperatura agua antes economizador
CALDERA_6	23	60-TT-606	2H	Transmisor temperatura agua después del economizador
CALDERA_6	24	60-PT-632	2H	Transmisor presión aire debajo de parrilla
CALDERA_6	25	60-PT-633	2H	Transmisor presión descarga de sobrefuego
CALDERA_6	26	60-TT-633	2H	Transmisor temperatura aire salida del precalentador
CALDERA_6	27	60-PT-635	2H	Transmisor presión gases de salida precalentador
CALDERA_6	28	60-LT-640	2H	Transmisor nivel tanque de condensado
CALDERA_6	29	60-PT-651	2H	Transmisor presión gases salida del precalentador
CALDERA_6	30	60-TT-651	2H	Transmisor temperatura gases salida del precalentador
CALDERA_6	31	60-TT-652	2H	Transmisor <i>temperatura</i> Gases entrada al precalentador
CALDERA_6	32	60-TT-653	2H	Transmisor temperatura gases entrada economizador
CALDERA_6	33	60-PT-692	2H	Transmisor presión vapor de relleno 850 psig a 250 psig
CALDERA_6	34	60-TT-602	2H	Transmisor de temperatura vapor de relleno 850 a 250 psig
TURBO_GE_22MW	35	22-PT-601	FF	Transmisor de presión de vapor de entrada a turbina
TURBO_GE_22MW	36	22-PT-671B	FF	Transmisor de presión de vapor de 9na etapa
TURBO_GE_22MW	37	22-PT-671C	FF	Transmisor de presión de vapor de 12va etapa
TURBO_GE_22MW	38	22-PT-671D	FF	Transmisor de presión de vapor de 15va etapa
TURBO_GE_22MW	39	22-PT-675B	FF	Transmisor de presión de aceite de lubricación
TURBO_GE_22MW	40	22-PT-675 ^a	FF	Transmisor de presión de aceite de gobernación
TURBO_GE_22MW	41	22-PT-638	FF	Transmisor de presión de eyector

Continuación de la tabla VIII.

TURBO_GE_22MW	42	22-PT-600	FF	Transmisor de presión de vacío en condensador
TURBO_GE_22MW	43	22-PT-680	FF	Transmisor de presión de sellos
TURBO_GE_22MW	44	22-LT-635	FF	Transmisor de nivel de <i>HotWell</i>
TURBO_GE_22MW	45	22-TT-601	FF	Transmisor temperatura de vapor de entrada
TURBO_GE_22MW	46	22-TT-671B	FF	Transmisor temperatura de vapor de 9na etapa
TURBO_GE_22MW	47	22-TT-671C	FF	Transmisor temperatura de vapor de 12va etapa
TURBO_GE_22MW	48	22-TT-671D	FF	Transmisor temperatura de vapor de 15va etapa
TURBO_GE_22MW	49	22-TT-639	FF	Transmisor temperatura de eyector
TURBO_GE_22MW	50	22-TT-675	FF	Transmisor temperatura aceite lubricación
TURBO_GE_22MW	51	22-TT-676 ^a	FF	Temperatura aceite lubricación chumacera axial
TURBO_GE_22MW	52	22-TT-676B	FF	Temperatura aceite lubricación chumacera axial
TURBO_GE_22MW	53	22-TT-675_1	FF	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera num.1
TURBO_GE_22MW	54	22-TT-675_2	FF	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera num.2
TURBO_GE_22MW	55	22-TT-675_3	FF	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera num.3
TURBO_GE_22MW	56	22-TT-675_4	FF	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera num.4
TURBO_GE_22MW	57	22-TT-660	FF	Transmisor temperatura de entrada condensador
TURBO_GE_22MW	58	22-TT-661	FF	Transmisor temperatura de salida condensador
TURBO_GE_22MW	59	22-TT-681	FF	Transmisor temperatura de entrada caja de aire
TURBO_GE_22MW	60	22-TT-682	FF	Transmisor temperatura de salida caja de aire
TURBO_GE_22MW	61	22-PT-602	FF	Transmisor de presión después de la 1era etapa
TURBO_GE_22MW	62	22-FT-601	FF	Transmisor de flujo agua de la torre

Fuente: elaboración propia.

4.7.3. Salidas discretas

En este caso, se tiene un total de 15 salidas discretas a 24 Vdc y 4 salidas discretas en protocolo DeviceNet. En la siguiente tabla se enlistan los elementos.

Tabla IX. Salidas discretas

SUBÁREA <i>Unit Module</i>	N o.	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO		
		DST Dev. Sig. Tag	Tipo varia ble	DST Descripción
CALDERA_6	1	60-MC-633	D	Motor ventilador de sobre fuego
CALDERA_6	2	60-MC-651	D	Motor ventilador de tiro forzado
CALDERA_6	3	60-MC-652	D	Motor ventilador de tiro inducido
CALDERA_6	4	60-MC-603	D	Motor bomba de agua de alimentación núm. 1
CALDERA_6	5	60-MC-604	D	Motor bomba de agua de alimentación núm. 2
CALDERA_6	6	60-MC-675	D	Control alimentadores de bagazo
CALDERA_6	7	60-MC-670	D	Motor bomba núm. 1 condensados a desaereador (auxiliar)
CALDERA_6	8	60-MC-671	D	Motor bomba núm. 2 condensados a desaereador (auxiliar)
CALDERA_6	9	60-MC-672	D	Motor bomba núm. 3 condensados a desaereador (auxiliar)
CALDERA_6	10	60-MC-680	D	Bomba núm. 1 de tanque de condensados a desaereador
CALDERA_6	11	60-MC-681	D	Bomba núm. 2 de tanque de condensados a desaereador
CALDERA_6	12	60-HS-611	D	Arranque/parada quemador núm. 1
CALDERA_6	13	60-YY-635	D	Control a purga quemador núm. 1
CALDERA_6	14	60-YY-636	D	Control a bajo fuego quemador núm.1
CALDERA_6	15	60-LY-670	D	Válvula de reclamo agua de condensados
TURBO_GE_22MW	16	22-MC-611	DN	Control motor bomba <i>HotWell</i> núm.1
TURBO_GE_22MW	17	22-MC-612	DN	Control motor bomba <i>HotWell</i> núm.2
TURBO_GE_22MW	18	22-MC-607	DN	Control motor bomba agua de enfriamiento núm.1
TURBO_GE_22MW	19	22-MC-608	DN	Control motor bomba agua de enfriamiento núm.1

Fuente: elaboración propia.

4.7.4. Entradas discretas

En este caso se tiene un total de 26 entradas discretas a 24 Vdc y 4 entradas en protocolo DeviceNet. En la siguiente tabla se enlistan los elementos.

Tabla X. Entradas discretas

SUBÁREA <i>Unit Module</i>	No.	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO		
		DST Dev. Sig. Tag	Tipo variable	DST Descripción
CALDERA_6	1	60-US-633	D	Confirmación motor ventilador de sobre fuego
CALDERA_6	2	60-US-651	D	Confirmación motor ventilador de tiro forzado
CALDERA_6	3	60-US-652	D	Confirmación motor ventilador de tiro inducido
CALDERA_6	4	60-US-603	D	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 1
CALDERA_6	5	60-US-604	D	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 2
CALDERA_6	6	60-US-675	D	Confirmación de alimentadores de bagazo
CALDERA_6	7	60-US-670	D	Confirmación motor bomba núm. 1 condensados a desaereador
CALDERA_6	8	60-US-671	D	Confirmación motor bomba núm. 2 condensados a desaereador
CALDERA_6	9	60-US-672	D	Confirmación motor bomba núm. 3 condensados a desaereador
CALDERA_6	10	60-US-680	D	Confirmación bomba núm. 1 de tanque a desaereador
CALDERA_6	11	60-US-681	D	Confirmación bomba núm. 2 de tanque a desaereador
CALDERA_6	12	60-US-612	D	Switch encendido quemador núm. 1
CALDERA_6	13	60-US-635	D	Switch control a purga quemador núm. 1
CALDERA_6	14	60-US-636	D	Switch control a bajo fuego quemador núm. 1
CALDERA_6	15	60-ZSH-670	D	Válvula bloqueo condensado a desaereador
CALDERA_6	16	60-LSH-601	D	Switch nivel de domo hi
CALDERA_6	17	60-LSHH-601	D	Switch nivel de domo hi-hi (disparo)
CALDERA_6	18	60-LSL-601	D	Switch nivel de domo low
CALDERA_6	19	60-LSLL-601	D	Switch nivel de domo low-low (disparo)
CALDERA_6	20	60-PS-611	D	Switch presión <i>fuel oil</i> mínima
CALDERA_6	21	60-PS-612	D	Switch presión vapor atomización mínima

Continuación de la tabla X.

CALDERA_6	22	60-US-613	D	Switch falla de llama quemador núm. 1
CALDERA_6	23	60-TS-611	D	Switch temperatura <i>fuel oil</i> mínima
CALDERA_6	24	60-US-618	D	Switch aire normal de combustión
CALDERA_6	25	60-US-611	D	Switch válvula principal (shutoff) quemador num.1
CALDERA_6	26	60-US-620	D	Switch <i>dampers</i> tiro forado en posición de purga
CALDERA_6	27	60-US-621	D	Switch <i>dampers</i> tiro forzado en posición bajo fuego
TURBO_GE_22MW	28	22-US-611	DN	Confirmación motor bomba <i>HotWell</i> num.1
TURBO_GE_22MW	29	22-US-612	DN	Confirmación motor bomba <i>HotWell</i> num.2
TURBO_GE_22MW	30	22-US-607	DN	Confirmación motor bomba agua enfriamiento num.1
TURBO_GE_22MW	31	22-US-608	DN	Confirmación motor bomba agua enfriamiento num.1

Fuente: elaboración propia.

Haciendo el recuento de todas las señales, se procede al cálculo de tarjetas requeridas para el sistema. Se sabe que en entradas analógicas existen tarjetas de 16 canales máximo, en salidas analógicas existen tarjetas de 8 canales máximo, en entradas discretas existen tarjetas de 32 canales a 24 Vdc y en salidas discretas existen tarjetas de 32 canales a 24 Vdc.

En las tarjetas de buses de campo, como se explicará más adelante en Foundation FieldBus el máximo recomendado de elementos conectados es de 16 y cada tarjeta de Foundation FieldBus para Delta V posee dos puertos, entonces siguiendo la recomendación cada tarjeta soporta hasta 32 elementos Foundation FieldBus. En cuanto a DeviceNet la red soporta 64 elementos y cada tarjeta DeviceNet para DeltaV posee un puerto, por lo que es posible conectar 64 elementos a la red.

Tabla XI. **Requerimientos de tarjetas E/S**

TARJETAS POR CONTROLADOR				
Tipo	Canales Req.	Tarjetas Req.	Canales Totales	Canales en Spare
Entrada analógica	34	3	48	14
Salida analógica	15	2	16	1
Entrada discreta	26	1	32	6
Salida discreta	15	1	32	17
Señales FF	17 ⁽¹⁾	1	32	15
Señales DeviceNet	4	1	64	60

(1)En cuanto a las temperaturas se utilizará un transmisor modelo 848T de Rosemount que múltiplex 8 canales de temperatura 4 a 20 mA en un solo canal Foundation FieldBus.

Fuente: elaboración propia.

4.8. **Licenciamiento**

Las licencias de las DST por sus siglas en inglés (device signal tag) están basadas en el número de entradas y salidas, como se indica en la tabla XII.

Hablando en general, cada instrumento cableado a un conjunto de terminales con tornillo requerirá una DST. La excepción serían los dispositivos del bus de campo Foundation FieldBus los dispositivos inteligentes de este tipo pueden tener múltiples entradas y salidas por instrumento dando lugar a múltiples DST por dispositivo. En la tabla siguiente se enlistan las licencias para este caso en específico.

Tabla XII. **Requerimientos de licenciamiento**

SUMA DE LICENCIAS DE CONTROL			
Tipo	Usadas	Licencias	Spare
DI (Entrada discreta)	30	50	20
DO (Salida discreta)	19	25	6
AI (Entrada analógica)	62	75	13
AO (Salida analógica)	18	25	7
Puertos seriales	1	1	0
TOTAL	130	176	46

Fuente: elaboración propia.

Las licencias de las estaciones de trabajo están basadas en la funcionalidad requerida, como se detalla a continuación:

- Estación Professional Plus –Configuración, Operación y nodo de Configuración de la Base de Datos.
- Estación Professional – Configuración y Operación
- Estación de operación – Operación
- Estación de mantenimiento – Diagnósticos
- Estación de aplicación – *Run-time Database*

Tabla XIII. **Requerimientos de estaciones**

ÁREA	ESTACIONES DE TRABAJO			
	Estación	Usadas	Licencias	Spare
Cuarto de control de calderas	Pro Plus (+)	1	1	0
	Operación	1	1	0
Cuarto de control turbo generadores	Pro Plus (+)	0	1	0
	Operación	1	1	0
Total	Pro Plus (+)	1	1	0
	Operación	2	2	0

Fuente: elaboración propia.

5. IMPLEMENTACIÓN DE LAS RED MODBUS RTU

La interfaz de comunicación ModBus está construida alrededor de los mensajes. El formato de estos mensajes ModBus es independiente del tipo de interfaz física utilizada. Ya sea que se utilice simplemente RS232 o el TCP / IP son los mismos mensajes que se utiliza en ambos. Esto le da a la definición de interfaz ModBus una vida muy larga. El mismo protocolo se puede utilizar independientemente del tipo de conexión.

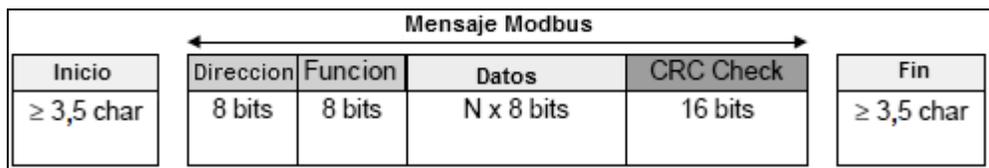
Debido a esto, ModBus da la posibilidad de actualizar fácilmente la estructura de *hardware* de una red industrial, sin necesidad de grandes cambios en el *software*. Incluso un dispositivo también puede comunicarse con varios nodos de ModBus a la vez, aunque estén conectados con diferentes tipos de interfaz, sin la necesidad de utilizar un protocolo diferente para cada conexión.

En interfaces simples como RS485 o RS232, los mensajes ModBus se envían en forma normal en la red. En este caso, la red es dedicada al protocolo ModBus. Al utilizar los sistemas de red más versátil como TCP / IP sobre Ethernet, los mensajes ModBus se insertan en paquetes con el formato necesario para la interfaz física. En ese caso, ModBus y otros tipos de protocolos pueden coexistir en la misma interfaz física a la vez. Aunque el principal mensaje de la estructura de ModBus es *peer-to-peer*, ModBus es capaz de funcionar tanto en punto a punto y multipunto redes.

Cada mensaje de ModBus tiene la misma estructura. Cuatro elementos básicos están presentes en cada mensaje. La secuencia de estos elementos es el mismo para todos los mensajes, para que sea fácil de analizar el contenido del mensaje ModBus.

Una conversación siempre se inicia por un maestro en la red ModBus. Un maestro ModBus envía un mensaje y, dependiendo del contenido del mensaje, un esclavo actúa y responde a ella. Puede haber más maestros en una red ModBus. Para definir qué equipo debe responder a un mensaje el maestro direcciona el encabezado del mensaje. Todos los demás nodos de la red ModBus ignoran el mensaje si el campo de la dirección no coincide con su propia dirección. La estructura del mensaje se aprecia en la figura 43.

Figura 43. **Estructura del mensaje ModBus**



Fuente: elaboración propia.

5.1. Modos de transmisión en serie

Las conexiones seriales ModBus puede utilizar dos modos básicos de transmisión, ASCII o RTU, unidad terminal remota. El modo de transmisión en las comunicaciones serie define la forma en los mensajes ModBus están codificados. Con ModBus / ASCII, los mensajes son legibles en formato ASCII.

El formato ModBus / RTU utiliza codificación binaria que no solo hace que el mensaje sea ilegible cuando se monitorea, sino que reduce el tamaño de cada mensaje esto permite un mayor intercambio de datos en el mismo lapso de tiempo. Todos los nodos de un segmento de red ModBus deben utilizar el mismo modo de transmisión serial. Un dispositivo configurado para utilizar ModBus / ASCII no puede entender los mensajes de ModBus / RTU y viceversa.

Cuando se utiliza ModBus / ASCII, todos los mensajes se codifican en valores hexadecimales, representada con caracteres ASCII legibles. Por cada *byte* de información, son necesarios dos *bytes* de comunicación, porque cada *byte* de comunicación solo se puede definir 4 bits en el sistema hexadecimal. Con ModBus / RTU los datos se intercambian en un formato binario, donde cada *byte* de información está codificada en un *byte* de comunicación.

Los mensajes ModBus serial no son enviados en un formato simple. Están enmarcados para dar a los receptores una forma sencilla de detectar el comienzo y el final de un mensaje. Cuando se utiliza ModBus / ASCII, los caracteres se utilizan para iniciar y finalizar un marco. El carácter ':' se utiliza para marcar el inicio de un mensaje y el fin de mensaje de cada uno de ellos termina con un bit de redundancia ya sea cíclica o longitudinal. ModBus / RTU en cambio utiliza intervalos de tiempo de silencio en la línea de comunicación.

Cada mensaje tiene que ser precedido por un lapso de tiempo con una longitud mínima de 3,5 caracteres. Si el receptor detecta un lapso de al menos 1,5 caracteres, se supone que un nuevo mensaje está llegando y limpia el búfer de recepción.

La principal ventaja de ModBus / ASCII es decir, que permite diferencias entre los *bytes* de un mensaje con una longitud máxima de 1 segundo. Con ModBus / RTU es necesario el envío de cada mensaje como un flujo continuo. La tabla XIV compara las propiedades entre ModBus / RTU y ModBus / ASCII. Debido a que todo el equipo existente en la planta para medición de potencia utiliza el protocolo ModBus / RTU, es el que se empleará en la implementación de la red de monitoreo de generación y venta de potencia.

Tabla XIV. **Propiedades de ModBus / ASCII y ModBus / RTU**

Propiedades de ModBus / ASCII y ModBus / RTU		
	ModBus / ASCII	ModBus / RTU
Caracteres	ASCII 0-9 y A-F	Binario 0 ... 255
Verificación de Error	LRC comprobación de redundancia longitudinal	CRC Comprobación de redundancia cíclica.
Inicio de Marco	carácter ‘:’	3,5 caracteres silencio
Final de Marco	caracteres CR / LF	3,5 caracteres silencio
Espacios entre mensajes	1 segundos	1,5 veces la longitud de carácter.
Bit de inicio / Bits de datos	1 / 7	1 / 8
Paridad	par / impar ninguno	par / impar ninguno
Bits de parada	1 / 2	$\frac{1}{2}$

Fuente: elaboración propia.

5.2. **Direccionamiento de ModBus**

La primera información en cada mensaje de ModBus es la dirección del receptor. Este parámetro contiene un *byte* de información. En ModBus / ASCII se codifica con dos caracteres hexadecimales, en ModBus / RTU se utiliza un *byte*. Las direcciones válidas están en el rango 0 a 247. Los valores de 1... 247 se asignan a los distintos dispositivos ModBus y 0 se usa como una dirección de difusión, los mensajes enviados a la dirección 0 será aceptado por todos los esclavos.

Un esclavo siempre responde a un mensaje ModBus. Al responder utiliza la misma dirección que el maestro en la solicitud. De esta manera el maestro puede ver que el dispositivo es realmente quien da respuesta a la solicitud. Dentro de un dispositivo ModBus, los registros retenedores, entradas y salidas se les asigna un número entre 1 y 10 000. En ModBus se utilizan las direcciones de mensajes con un valor entre 0 y 9 999. Si quiere leer el valor de salida (bobina) 18, por ejemplo, usted tiene que especificar el valor 17 en el mensaje de consulta ModBus.

Más confuso aún es que para la entrada y registros retenedores un *offset* o desplazamiento debe restarse de la dirección del dispositivo para obtener la dirección correcta a poner en la estructura de los mensajes ModBus. Esto conduce a errores comunes y deben ser considerados en el diseño de aplicaciones con ModBus. La tabla XV muestra los intervalos de direcciones para las bobinas, entradas y registros retenedores y la forma en que se calcula la dirección teniendo la dirección real del registro en el dispositivo esclavo.

Tabla XV. **Intervalos de registros ModBus**

Intervalos de registros ModBus		
Dirección del dispositivo	ModBus dirección	Descripción
1 ... 10 000	dirección – 1	Bobinas (salidas)
10 001 ... 20 000	dirección – 10 001	Entradas
40 001 ... 50 000	dirección – 40 001	Registros retenedores

Fuente: elaboración propia.

5.3. Códigos de función ModBus

El segundo parámetro en cada mensaje de ModBus es el código de la función. Esto define el tipo de mensaje y el tipo de acción a tomar por el esclavo. El parámetro contiene un *byte* de información. En ModBus / ASCII está codificado con dos caracteres hexadecimales, en ModBus / RTU se utiliza un *byte*. Los códigos válidos están en el rango 1... 255. No todos los dispositivos ModBus reconocen el mismo conjunto de códigos de función. Los códigos más comunes se describen en la tabla XVI.

Tabla XVI. Códigos de función comunes en ModBus

Códigos de función comunes en ModBus	
Código	Descripción
01	Lee el estado de bobina
02	Leer estado de la entrada
03	Leer registros retenedores
04	Leer registros de entrada
05	Forzar una bobina
06	<i>Preset</i> de un solo registro
07	Lee el estado excepción
15	Fuerza de múltiples bobinas
16	<i>Preset</i> de múltiples registros
17	Informe de identificación de esclavos

Fuente: elaboración propia.

Normalmente, cuando un esclavo ModBus responde a una solicitud, se utiliza el código misma función que en la solicitud.

Sin embargo, cuando se detecta un error, el BIT más alto del código de la función es activada. De esta manera el maestro puede ver la diferencia entre el éxito y el fracaso de las respuestas.

El diseño y cálculo de la red ModBus en serial consiste en una tarjeta de serie (KJ3003X1-BA1) y un bloque de terminales. La tarjeta contiene dos puertos de comunicaciones seriales que soportan RS232 y RS422/485 *half dúplex* o RS422/485 *dúplex* completo. Estos puertos son configurables individualmente y soporta velocidades de hasta 115 Kilo Baudios. La tarjeta tiene la forma común de tarjetas DeltaV , lo que le permite estar conectado en cualquier ranura disponible en el bastidor. La tarjeta está claramente marcada con el tipo de interfaz.

Los LEDs, situados en la parte delantera de la tarjeta, muestra si está energizada, el estado de error y el estado del puerto. El estándar del protocolo ModBus que incluye la Interfaz serial, puede ser el protocolo de comunicaciones ModBus / ASCII y ModBus / RTU tal como se define en el Protocolo ModBus Manual de Referencia de Modicon® de marzo 1992 (PI-MBUS-300 REV D). Cada interfaz serie puerto puede ser configurado como dispositivo maestro o esclavo.

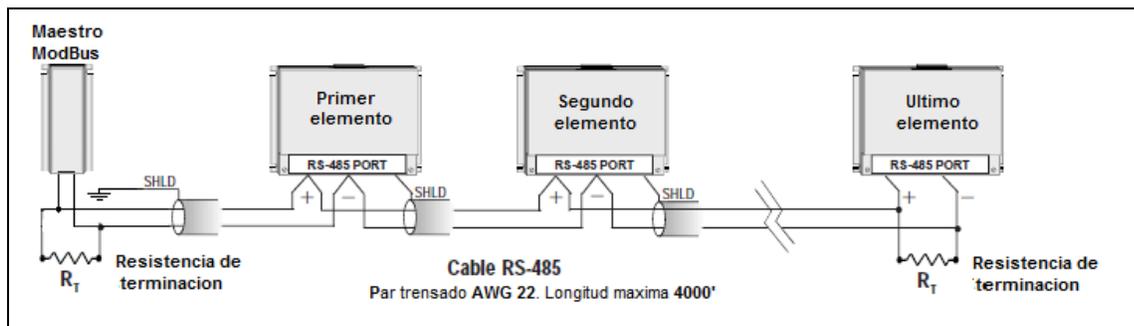
5.4. Diseño de la red ModBus

La infraestructura de la red ModBus a implementar se muestra en la figura 44. Se implementa un bus serial ModBus multipunto. Las conexiones a cada elemento se hacen de la forma conocida como *Daisy-Chain* en donde todos los elementos están conectados de forma paralela.

Físicamente el par trenzado llega al primer elemento y se conecta a sus terminales, de ese mismo punto sale el bus hacia el segundo elemento de las terminales del segundo elemento sale el bus hacia el tercero y así sucesivamente.

Para adaptar la impedancia se implementan terminadores de línea que son sencillos resistores de 120 Ohmios.

Figura 44. **Infraestructura de la red ModBus**



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la designación de direcciones de la red, el sistema de control será el maestro de la red con una dirección igual a 1. Las demás especificaciones sobre velocidad de transmisión, bits de parada y tipo de paridad a utilizar, fueron seleccionados debido a que es común para la mayoría de dispositivos ya existentes en la planta y se muestran en la tabla XVII todos los dispositivos están configurados de la misma manera.

Cada elemento posee información necesaria alojada en los registros retenedores, cada fabricante especifica qué información aloja en cada registro.

Tabla XVII. Direcciones de red ModBus implementada

ModBus Serial			
Card No.	12		
Port No.	2	Mode	<i>Master</i>
Protocol	RTU		2
BAUDRATE:	9600	Msg Timeout (ms)	1 000
PARITY:	NONE	Tx Delay (ms)	100
STOP BITS:	1		
No.	Dispositivo	ID	Descripcion
1	DEV01	17	Venta 69 KV Oficial ION 8600
2	DEV02	11	Relay 750 A
3	DEV03	3	Turbo GE 15 Mw
4	DEV04	16	Relay 750C
5	DEV05	10	Turbo SNM 20 Mw
6	DEV06	6	Variador Ventilador núm. 1 Torre
7	DEV07	7	Variador Ventilador núm. 2 Torre

Fuente: elaboración propia.

Muchos elementos pueden escalar y desplazar valores en una de siete formas que son las siguientes:

- Entero de 16 bits sin signo con rango de 0 a 65 535
- Entero de 16 bits con signo con rango de -32 767 a +32 767
- Entero de 32 bits sin signo con rango de 0 a 4 294 967 295
- Entero de 32 bits con signo con rango de -2 147 483 647 a 2 147 483 647
- Entero de 32 bits sin signo módulo 10 000
- Entero de 32 bits con signo módulo 10 000
- Del tipo booleano

La mayoría de registros a indagar es de 32 bits, entonces se deberá leer del esclavo dos registros retenedores.

Para obtener el valor real, el valor del registro menos significativo deberá multiplicarse por 65 536, a este resultado se le debe sumar el valor del registro más significativo. Si se trata de un registro de 32 bits con módulo, el valor del registro menos significativo deberá multiplicarse por 10 000 y sumarle el valor del registro más significativo. En ambos casos se deberán tomar los valores del registro menos significativo con signo o sin él según especifique el fabricante, según el tipo de dato que contempla el registro retenedor. A continuación en la tabla XVII se especifica los registros retenedores del medidor de potencia ION 8600 a utilizar para el monitoreo de los parámetros importantes a monitorear.

Tabla XVIII. **Registros a leer en el Medidor ION 86000**

ION 8600			
No	Variable	Registro Retenedor	Tipo de Dato
1	kilo Watts totales	40 204, 40 205	Entero de 32 bits con signo
2	kilo VAR totales	40 214, 40 215	Entero de 32 bits con signo
3	Corriente promedio	40 155	Entero de 16 bits con signo
4	Voltaje promedio 3Ø	40 172, 40 173	Entero de 32 bits con signo
5	Frecuencia	40 159	Entero de 16 bits con signo
6	Factor de potencia	40 265	Entero de 16 bits con signo

Fuente: elaboración propia.

6. IMPLEMENTACIÓN DE LA RED FOUNDATION FIELDBUS

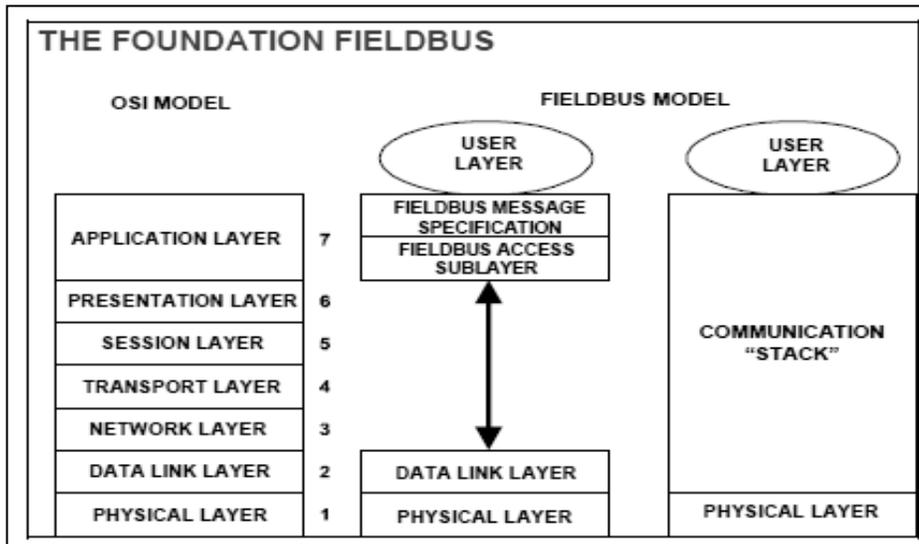
Foundation FieldBus es un sistema de comunicación digital, serial, bidireccional que sirve como red a nivel básico de automatización en una planta industrial. Foundation FieldBus soporta hasta 32 dispositivos, sin embargo lo típico (limitaciones de voltaje y corriente) es de 16 dispositivos. El protocolo garantiza que los dispositivos de distintos tipos operan satisfactoriamente juntos en la red FieldBus. Esta prueba la realiza una fundación, no lucrativa llamada Foundation FieldBus, a cada instrumento (a lo menos a dos), una vez aprobado, queda registrado y autoriza el uso del logotipo en el equipo. El protocolo fue concebido para el control de procesos, algunas ventajas del mismo son:

- Puede funcionar en ambientes industriales o peligrosos
- Lleva la energía por el mismo cable
- Puede reutilizar cables existentes
- Soporta seguridad intrínseca
- Control determinístico
- Mantiene informado al usuario del estado del dispositivo

6.1. Protocolo FieldBus

El protocolo Foundation FieldBus fue desarrollado con base al modelo de comunicaciones de siete niveles ISO/OSI, aunque no utiliza todos los niveles. Dicho protocolo puede ser dividido en el nivel físico y los demás niveles pueden ser agrupados en lo que se llama *stack* de comunicación. La figura 45 muestra de qué manera el protocolo Foundation FieldBus mapea el modelo OSI.

Figura 45. Capas del protocolo Foundation FieldBus



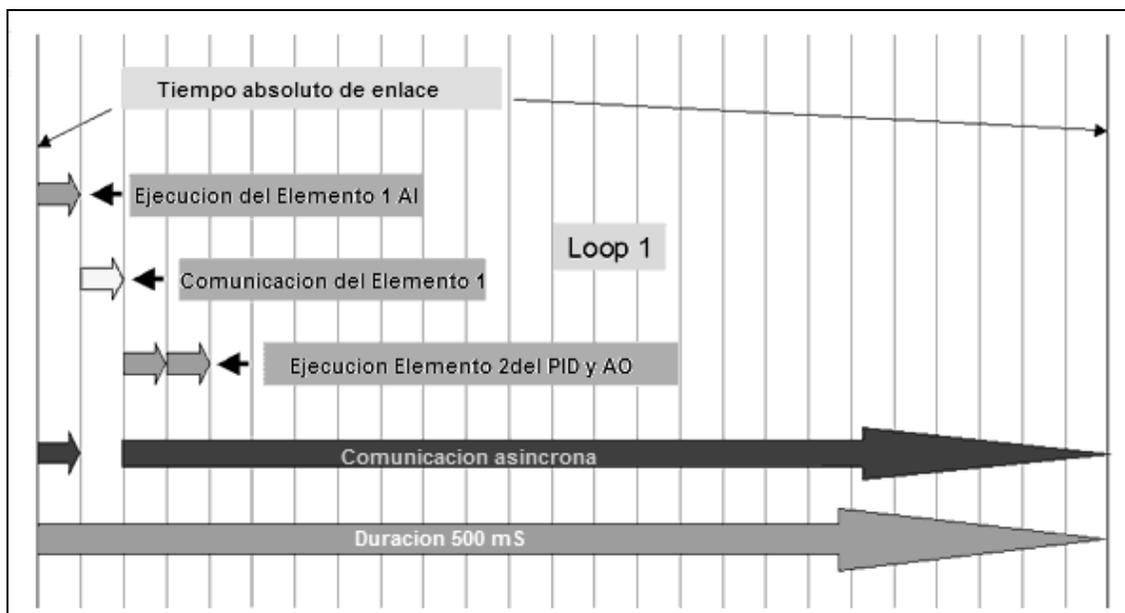
Fuente: <<http://www.ni.com>>. [Consulta: en agosto de 2009].

Los dispositivos en un segmento comunican los datos de control de procesos en forma cíclica, cuyo tiempo es administrado por una función de planificación maestra denominada *link active scheduler*. La comunicación utiliza la forma publicador/subscriptor. Es decir, es determinística (ocurre siempre en el tiempo planificado). Los datos de información (no de procesos), registros, alarmas, diagnósticos, configuración se comunica en forma asincrónica. Se asigna un tiempo entre ciclos para que por medio de *token-passing* se comuniquen los dispositivos.

Cada dispositivo comparte el mismo tiempo en un segmento. Una función de sistema administra el tiempo *application clock*. Los relojes internos de cada dispositivo se sincronizan con este. Las alarmas son manejadas en forma independiente. Cada dispositivo FieldBus tiene una dirección y está orientado a trabajar con TAG no con direcciones.

La figura 46 muestra un diagrama de tiempos de un lazo sencillo, este describe el concepto de macro-ciclo que es el tiempo en donde se da toda la comunicación de los elementos, el tiempo de salidas no es tomado en cuenta, por lo que se aprovecha para la transmisión de alarmas, diagnósticos, etcétera.

Figura 46. **Macro ciclo de Foundation FieldBus**



Fuente: elaboración propia.

6.2. Bloques de función

Los *function blocks* son pequeños módulos de *software* sellados, que tienen entradas y salidas y una función (no intervenible) que relaciona ambas. Los *resource blocks* relacionan el dispositivo completo (N° serie, fabricante, modelo, etcétera). Los *transducer blocks*, relacionan las partes húmedas (en contacto con el proceso, sensor, material, estátus) y los *function blocks*, Relacionan las capacidades de control (AI, AO, PID, PI).

Foundation FieldBus define un juego de bloques funcionales básicos y avanzados, el fabricante decide cuántos incluir. La interoperabilidad garantiza que un *function block* es interoperable y opera junto a otros bloques, no garantiza la funcionalidad de (distintos equipos), ya que los algoritmos pueden ser distintos. Otros bloques desarrollados por el fabricante (avanzados), también son interoperables ya que Foundation FieldBus especifica cómo hacerlo. La tabla XIX contiene los bloques básicos que se encuentran en un dispositivo Foundation FieldBus.

Tabla XIX. **Bloques básicos de Foundation FieldBus**

Bloques continuos Básicos		
Analog Input	AI	Lee la entrada analógica
Analog output	AO	Envía la salida analógica
Bias Gain	B	Escalado
Control selector	CS	Sobrescribe el control
Manual loader	ML	Control manual
PID control	PID	Control PID
PD control	PD	control PD
Ratio control	RA	Ratio control

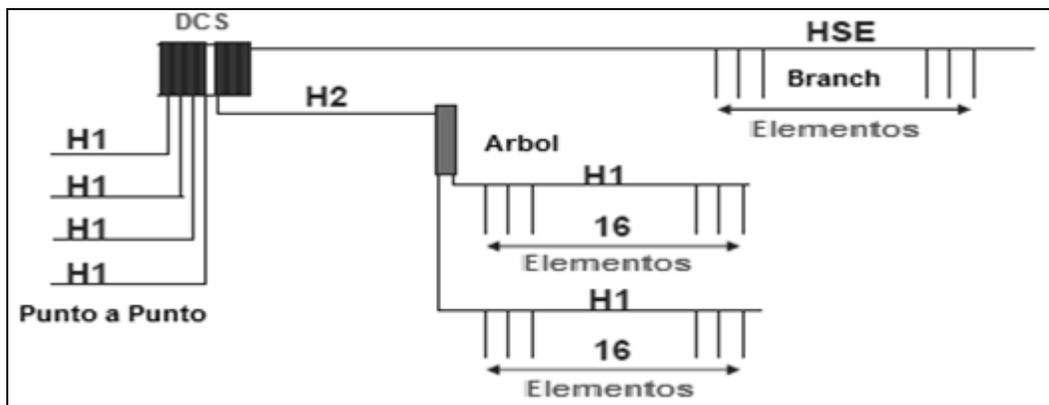
Fuente: elaboración propia.

6.3. Cableado de la red Foundation FieldBus

FieldBus utiliza un cable del tipo par apantallado, eso permite utilizar cables existentes de dispositivos tradicionales. Como se muestra en la figura 47 se puede conectar de distintas formas, cualquiera de ellas limitadas por la corriente.

Puede conectarse punto a punto o se implementa un bus principal que se llama segmento o *trunk* y los dispositivos se conectan al segmento mediante *spurs*, esta topología es llamada *branch*. Si los *spurs* se conectan en un solo punto concentrado entonces la topología se llama árbol o *tree*. Se adoptará esta última topología de árbol pues es más segura y cada *spur* se conecta en un solo punto al segmento y eso permite colocar un solo punto protegido del ambiente hostil de la planta.

Figura 47. Infraestructura de la Foundation FieldBus



Fuente: elaboración propia.

En cualquier topología, se tienen ciertas restricciones, en cuanto a distancia recorrida por el cable, la tabla XX indica los largos máximos para cada tipo de cable usado en Foundation FieldBus. Basados en el consumo estimado por elemento, acondicionador de fuente de poder y resistencia del cable los fabricantes recomiendan no exceder de 16 elementos por segmento.

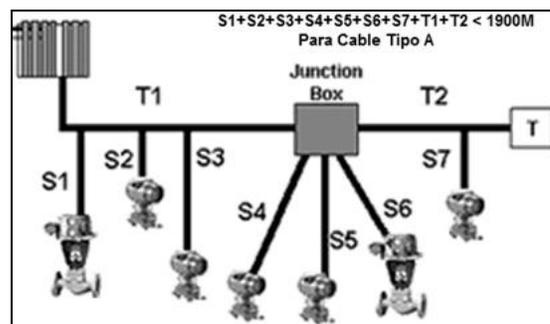
Tabla XX. Distancias máximas según tipo de cable

Tipo de cable y descripción	Tamaño	Longitud máxima
Tipo A blindado, par trenzado H1 : 31,25 Kbps	# 18 AWG	1 900 m
Tipo B blindado, multi-par trenzado H1 : 31,25 Kbps	# 22 AWG	1 200 m
Tipo C multi-par trenzado con o sin blindaje H1 : 31,25 Kbps	#26 AWG	400 m
Tipo D multi- núcleo con o sin blindaje H1 : 31,25 Kbps	#16 AWG	200 m

Fuente: elaboración propia.

Se debe incluir la suma de todos los cables conectados y no debe superar los límites de la tabla anterior, como se muestra en la Figura 48. Allí se suman las distancias S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, que son las distancias de los *spurs* y las distancias del segmento principal o *trunk* como lo son T1 y T2. Si es un cable tipo A esta sumatoria no debería exceder los 1 900 metros.

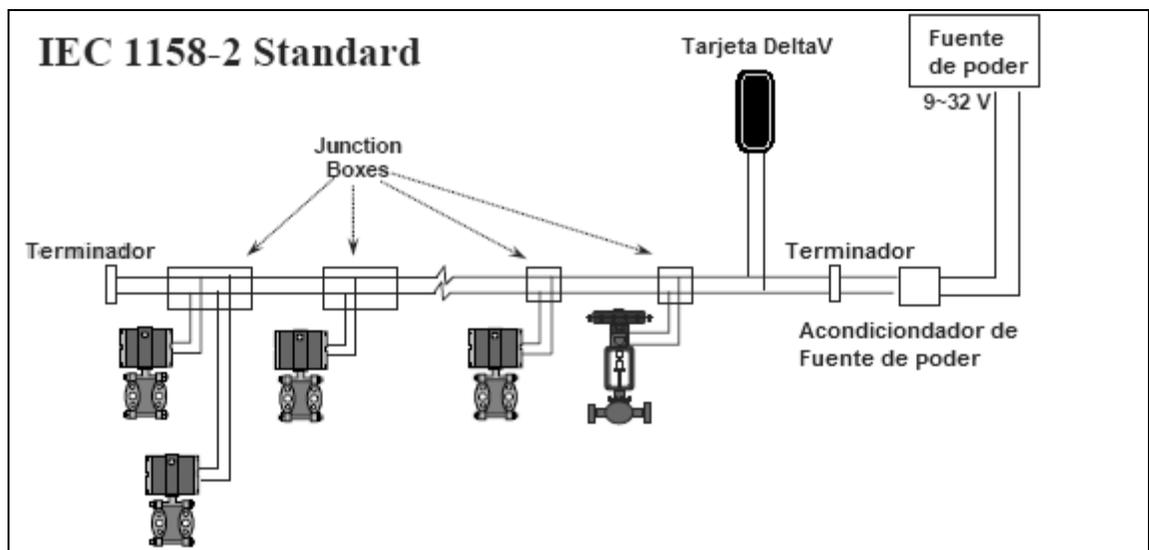
Figura 48. Cálculo de distancia máxima



Fuente: elaboración propia.

También Foundation FieldBus sugiere la implementación de dos terminadores de red que es un resistor de 100 Ohmios en serie con un capacitor de 1 micro Faradio y un acondicionador de fuente de poder, como lo muestra la figura 49.

Figura 49. **Red Foundation FieldBus**



Fuente: elaboración propia.

Foundation FieldBus es un protocolo de comunicación digital que utiliza el código Manchester, por lo que el acondicionador de fuente de poder suprime la resonancia dada por las comunicaciones, además, protege la red de corto circuito.

6.4. Diseño de la red Foundation FieldBus

La implementación de la red Foundation FieldBus es principalmente para el monitoreo y control de los parámetros del Turbogenerador instalado para trabajar con la caldera a automatizar. Se diseñó entonces dos segmentos FieldBus. La tabla XXI y XXII muestran el número de tarjeta asociado, el número de identificación, el tag asociado y una breve descripción del elemento.

La capacidad de cada segmento es para 10 elementos cada uno. Cada elemento posee una identificación única e irrepetible llamada *Device ID*. A cada elemento se le asigna un tag con forme a la norma SAMA.

Tabla XXI. Comisionamiento de la red Foundation FieldBus

Foundation FieldBus				
<i>Card No.</i>		20		
<i>Port No.</i>		1		
#	<i>Device ID</i>	<i>Tag</i>	<i>Dir</i>	<i>Descripcion</i>
1	0011512051020509142810-020000414	22-PT-675B	20	Presión de aceite de lubricación
2	0011512051020509170059-030000542	22-PT-675 ^a	21	Presión de aceite de gobernación
3	0011512051012709080514-030000516	22-PT-680	22	Presión de sellos
4	0011512051091708060030-020000234	22-PT-671D	23	Presión de vapor de 15 va etapa
5	0011512051021609143159-030000598	22-PT-671B	24	Presión de vapor de 9 na etapa
6	0011512051092308204516-030000357	22-PT-671C	25	Presión de vapor de 12 va etapa
7	0011512051021609170639-030000604	22-PT-602	26	Presión de vapor salida primera etapa
8	0011512051020509171033-020000431	22-PT-601	27	Presión de vapor de entrada a turbina
9	0011510848-FR-TEMP-0x-21565C1D	22-TT-A	28	848T A temperaturas
10	0011510848-FR-TEMP-0x21565C32	22-TT-B	29	848T B temperaturas

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Comisionamiento de la red Foundation FieldBus**

Foundation FieldBus				
Card No.		20		
Port No.		2		
#	Device ID	Tag	Dir	Descripcion
1	0011512051020509165809-030000540	22-PT-600	20	Presión de vacío en condensador
2		22-LT-635	22	Nivel de <i>HotWell</i>
4	0011512051021609170056-030000600	22-PT-638	21	Presión de eyector
5	0051006000FisherDVC0070208520286	22-TV-639	35	Válvula temperatura de <i>HotWell</i>
6	0051006000FisherDVC0070208520873	22-LV-635	34	Válvula nivel de <i>HotWell</i>
7	0051006000FisherDVC0070207362799	22-PV-638	33	Válvula de presión de eyector

Fuente: elaboración propia.

7. IMPLEMENTACIÓN DE LA RED DEVICENET

DeviceNet es una de las redes que han adoptado el esquema productor/consumidor, lo que implica que la información producida por una sola fuente en la red alimenta en forma simultánea a todos los probables receptores y deja a estos la decisión de escuchar o no el mensaje recibido. Los beneficios del esquema se reflejan en una mejor utilización del ancho de banda y la agilización en el tiempo de respuesta en la red.

La red permite que los dispositivos conectados a la misma se puedan enlazar como maestro/esclavo, punto a punto y como productor/consumidor. Este último modo de comunicación es un modelo recientemente desarrollado para las pistas de comunicación más sofisticadas, como Foundation FieldBus y ControlNet. Múltiples nodos consumen en forma simultánea los mismos datos generados por un productor sencillo. Así, los nodos pueden sincronizarse con facilidad y el ancho de banda es utilizado con mayor eficiencia. La relación maestro/esclavo es la más sencilla de entender, ya que el sistema de control distribuido es el maestro y los dispositivos entrada/salida son los esclavos. El esclavo sólo habla cuando se le interroga y únicamente hay un maestro por red.

7.1. Protocolo DeviceNet

La red DeviceNet es una red basada en CAN, lo que significa que ella utiliza telegramas CAN para cambio de datos de la red. El protocolo CAN es un protocolo de comunicación serial que describe los servicios de la capa 2 del modelo OSI/ISO (capa de enlace de datos).

En esta capa son definidos los diferentes tipos de telegramas (frames), para la detección de errores, validación y arbitraje de mensaje.

La red DeviceNet es una opción flexible y abierta, barata que se puede utilizar para conectar los dispositivos industriales a una red y eliminar los costos altos de cableado y desperdicios de tiempo. La conectividad directa mejora la comunicación y proporciona el diagnóstico del dispositivo fácilmente. DeviceNet es un estándar abierto, que le ahorra tiempo y dinero en la puesta en marcha. Porque un solo cable de DeviceNet proporciona energía y señal de comunicación a todos los dispositivos en la red. Esto reduce perceptiblemente la cantidad de cableado requerida y simplifica grandemente la instalación.

Para evitar reflexiones de señal en la línea, se recomienda la instalación de resistores de terminación en las extremidades de la red, pues la falta de estos, puede provocar errores intermitentes. Este resistor debe ser de 121 Ohmios de $\frac{1}{4}$ de watt y tolerancia del 1%.

El tamaño total de la red varía de acuerdo con la tasa de transmisión utilizada, conforme lo mostrado en la tabla XXIII.

Tabla XXIII. **Velocidades de la red DeviceNet**

Tasa de Transmisión	Tamaño de la red
125 kbps	500m
250 kbps	250m
500 kbps	100m

Fuente: elaboración propia.

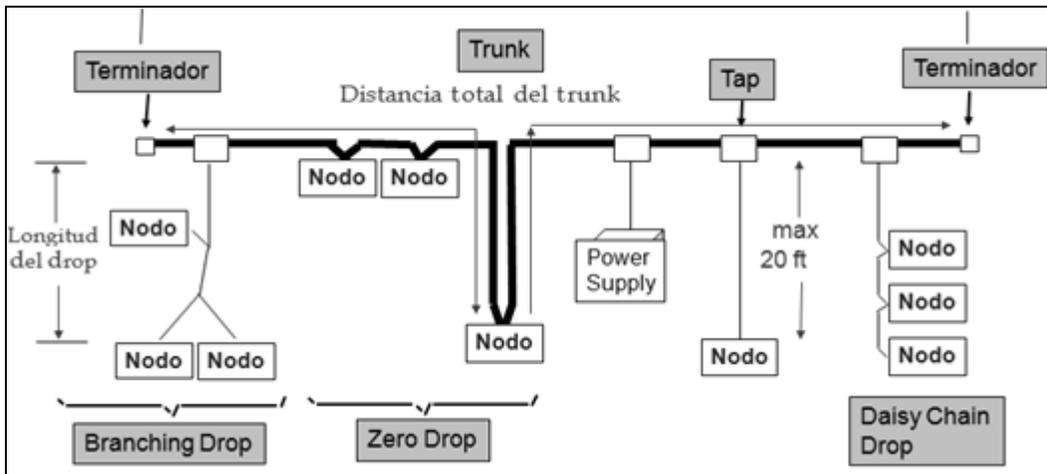
Considérese que los nodos pueden ser eliminados o insertados sin necesidad de desconectar la energía a la red. También se dispone de fuentes de energía adicionales que se pueden conectar en cualquier lugar de la red para tener un apoyo redundante. En algunos casos se requiere energizar determinados dispositivos que consumen grandes cantidades de energía una fuente externa, tales como arrancadores de motores y válvulas solenoides. En estas situaciones se utilizan aisladores ópticos que mantienen la energía adicional aislada de la línea troncal.

Las especificaciones para la red DeviceNet son: número 64 de nodos máximo por red en topología de bus con derivaciones. Distancia máxima de 100 m a 500 m y hasta 6 km con repetidores. Velocidades de 125, 250 y 500 Kbps emplea dos pares trenzados de control y alimentación, con alimentación en 24 Vdc, con opción de redundancia. Transmisión basada en el modelo productor/consumidor con un empleo eficiente de ancho de banda y con mensajes desde 1 *byte* hasta largos ilimitados. Reemplazo automático de nodos, no requiere de programación y elevado nivel de diagnósticos.

7.2. Topología de la red DeviceNet

El sistema de cables DeviceNet usa un topología de línea de troncal/línea de derivación. Se implementa un bus central llamado *trunk* al cual se adhieren los ramales llamados *drops*. En estos ramales pueden ir conectados los elementos o varios elementos en topologías distintas como la *Branch*, *Daisy Chain* como se ejemplifica en la figura 50.

Figura 50. Infraestructura de la red DeviceNet

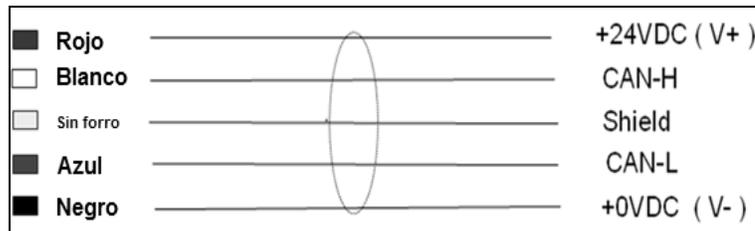


Fuente: elaboración propia.

Existen cuatro tipos de cables: el cable grueso (*Thick*), el cable plano (*Flat* o *KwikLink*), el cable delgado (*Thin*) y el cable *drop* clase 1. Los cables grueso, plano y cable *drop* clase 1 están clasificados para corrientes de 8 amperios. El cable delgado está clasificado para corrientes de 3 amperios. Los cables grueso, delgado y plano pueden ser usados para el bus principal o *Trunk*. El cable *drop* clase 1 está diseñado sólo para usarse como *drop*.

El cable redondo (grueso y delgado) contiene cinco conductores: un par trenzado (rojo y negro) para alimentación de corriente continua de 24 V, un par trenzado (azul y blanco) para señal y un cable de tierra (sin forro). El cable plano contiene cuatro conductores: un par (rojo y negro) para alimentación de corriente continua de 24 V; un par (azul y blanco) para señal. El cable de derivación *KwikLink* es un cable gris de 4 conductores sin blindaje. Sólo se utiliza con sistemas de cable plano *KwikLink*. El uso de cada color se describe en la figura 51.

Figura 51. **Código de colores en DeviceNet**



Fuente: elaboración propia.

7.3. **Diseño de la red DeviceNet**

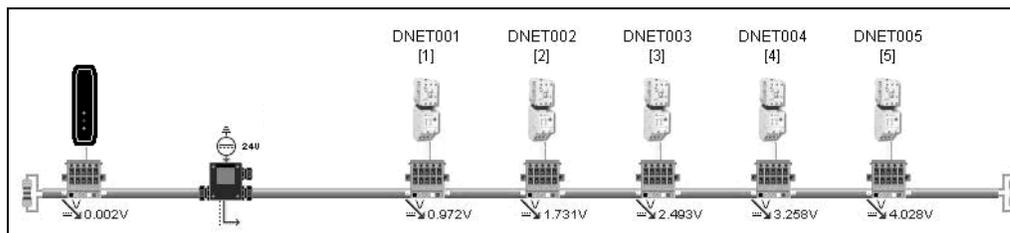
La red DeviceNet a implementar servirá para el arranque de algunos auxiliares del Turbo Generador General Electric. Los arrancadores de marca Allen Bradley ® tienen integrado un relé de protección por sobrecorriente con módulo de comunicación en protocolo DeviceNet modelo E1 Plus. Al implementar una estrategia de control inteligente de motores se aprovechan funciones de control y monitoreo transparente y la información de diagnósticos mejorados con controles de motores conectados mediante la red DeviceNet, lo cual permite lograr el máximo tiempo productivo del sistema.

El relé de sobrecarga electrónico E1 Plus con comunicación DeviceNet es una solución óptima para las aplicaciones de calderas donde la confiabilidad es crítica en situaciones de arranque directo de la línea.

La red DeviceNet a implementar contiene cinco relés de sobrecarga E1 plus, para el arranque de los auxiliares del turbo generador. Estos auxiliares se seleccionaron por ser de mayor importancia en la operación como son las bombas de pozo caliente. La versatilidad de la red DeviceNet permite ampliarse sencillamente alargando el bus principal o Trunk.

La red DeviceNet quedará como lo muestra la figura 52. La tarjeta DeviceNet de DeltaV queda como maestro. Lleva una fuente de 10 amperios y terminadores de red en ambos extremos.

Figura 52. Red DeviceNet



Fuente: elaboración propia.

Las direcciones, dispositivos y descripción se detallan en la tabla XXIV.

Tabla XXIV. Direcciones de la red DeviceNet

Foundation FieldBus				
Card No.		32	Port No. 1	
No	Dev ID	Tag	Dir	Descripción
1	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 600	12	Motor bomba AC lubricación
2	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 601	5	Motor bomba centrífuga limpieza
4	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 602	8	Motor bomba condensados núm.1
5	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 603	9	Motor bomba condensados núm.2
6	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 604	10	Motor de volteo
7	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 607	6	Motor bomba agua enfriamiento núm.1
8	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 608	7	Motor bomba agua enfriamiento núm.2
9	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 610	11	Motor bomba worthington
10	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 611	3	Motor bomba HotWell num.1
11	E1 Plus Overload Relay	22-MTR 612	4	Motor bomba HotWell num.2

Fuente: elaboración propia.

8. INTEGRACIÓN

Gracias a que se está trabajando con las PBL y a que se han definido los módulos que se han de utilizar, la integración será entonces relacionar las PBL con las estrategias de control antes descritas. Cualquier estrategia que no se relacione con ninguno de los módulos de la librería se habrá de crear un módulo específico, el cual se identificará como *custom*.

Por ejemplo, el lazo de control de presión hacia el eyector, que es un lazo sencillo. Como se aprecia en la tabla XXV, la segunda columna muestra el tag de los elementos involucrados en el control y se ven claramente que es un transmisor de presión y una válvula de control de presión los que conforman el lazo. La tercera columna muestra una breve descripción de los elementos. La cuarta columna muestra el tag del lazo de control que está directamente relacionado con los tags de los elementos involucrados. La quinta columna muestra una breve descripción del lazo de control y la sexta el módulo de las librerías PBL a utilizar.

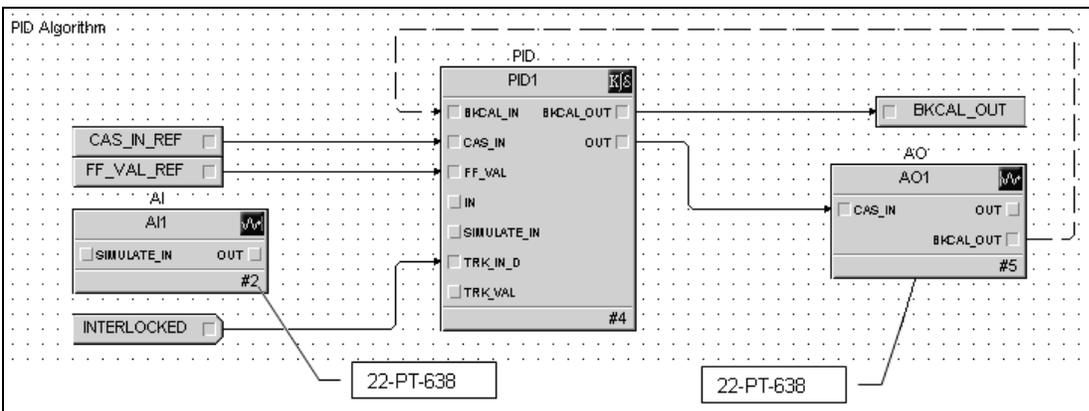
Tabla XXV. **Ejemplo de asignación de módulos**

97	22-PT-638	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE EJECTOR	22-PIC-638	CONTROL DE PRESIÓN DE EJECTOR	CSD_MG_50
98	22-PV-638	VÁLVULA DE PRESIÓN EJECTOR	22-PIC-638	CONTROL DE PRESIÓN DE EJECTOR	CSD_MG_50

Fuente: elaboración propia.

En esta ocasión es el módulo CSD_MG_50, por lo que la figura 53 muestra esta relación.

Figura 53. **Ejemplo de asignación de tag a los bloques**



Fuente: elaboración propia.

8.1. Integrando estrategias de control

La tabla XVI muestra la relación y asignación de las variables, según la estrategia a implementar.

Tabla XXVI.

Asignación de módulos según estrategias de control

No.	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO			IDENTIFICACIÓN EN EL DELTA V		
	DST Dev. Sig. Tag	DST Descripción	TAG Modulo	Descripción	Función	
1	60-PT-601	Transmisor presión vapor sobrecalentado	60-PIC-601	Control maestro de caldera	CMT_MG_50	
2	60-FT-602	Transmisor flujo de vapor general	60-FI-602	Control maestro de caldera	AL_MG_50	
3	60-LT-601	Transmisor nivel domo	60-LIC-601	Control nivel de domo	CMT_MG_50	
4	60-FT-603	Transmisor flujo agua alimentación	60-LIC-601	Control nivel de domo	CMT_MG_50	
5	60-FV-601	Válvula control de flujo agua alimentación	60-LIC-601	Control nivel de domo	A0_MG_50	
6	60-PV-607	Válvula de relleno 850psig a 250psig	60-PIC-607	Control de presión de relleno	PID_SOFT_P	
7	60-TT-602	Transmisor temperatura vapor sobrecalentado	60-TIC-602	Control de temperatura vapor sobrecalentado	PID_SR	
8	60-FV-602A	Actuador sistema de atemperación de desvío	60-TIC-602 ^a	Control de temperatura vapor sobrecalentado (desvío)	PID_SR	
9	60-FV-602B	Actuador sistema de atemperación de retorno	60-TIC-602B	Control de temperatura vapor sobrecalentado (retorno)	PID_SR	
10	60-LT-603	Transmisor nivel desaerador	60-LIC-603	Control de nivel del desaerador	PID_SR	
11	60-LV-603A	Válvula nivel del desaerador	60-LIC-603 ^a	Control de nivel del desaerador	PID_SR	

Continuación de la tabla XXVI.

12	60-LV-603B	Válvula desvió a tanque de condensados	60-LIC-603B	Control de nivel del desaeador desvió a tanque condensados	PID_SR
13	60-PT-604	Transmisor presión de desaeador	60-PIC-604	Control presión desaeador	CSD_MG_50
14	60-PV-604	Válvula presión vapor del desaeador	60-PIC-604	Control presión desaeador	CSD_MG_50
15	60-FT-611	Transmisor flujo <i>fuel oil</i> de entrada	60-FIC-611	Control combustión <i>fuel oil</i>	CSD_MG_50
16	60-FV-611	Válvula alimentación del quemador <i>fuel oil</i>	60-FIC-611	Control combustión <i>fuel oil</i>	CSD_MG_50
17	60-FT-631	Transmisor flujo aire de combustión sección bagazo	60-FIC-631	Control ventilador de tiro forzado sección bagazo	CSD_MG_50
18	60-ZV-631	Actuador tiro forzado sección bagazo	60-FIC-631	Control ventilador de tiro forzado sección bagazo	CSD_MG_50
19	60-FT-632	Transmisor flujo aire de combustión sección <i>fuel oil</i>	60-FIC-632	Control ventilador de tiro forzado sección <i>fuel oil</i>	CSD_MG_50
20	60-ZV-632	Actuador tiro forzado sección <i>fuel oil</i>	60-FIC-632	Control ventilador de tiro forzado sección <i>fuel oil</i>	CSD_MG_50
21	60-PT-641	Transmisor presión gases de hogar	60-PIC-641	Control ventilador de tiro inducido	CSD_MG_50
22	60-ZV-641	Actuador tiro inducido	60-PIC-641	Control ventilador de tiro inducido	CSD_MG_50
23	60-LT-661	Transmisor nivel tanque de transferencia	60-LIC-661	Control de nivel tanque de transferencia	CSD_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

24	60-LV-661	Válvula retorno a tanque transferencia	60-LIC-661	Control de nivel tanque de transferencia	CSD_MG_50
25	60-AT-651	Transmisor contenido de o2 gases de salida	60-AIC-651	Control de exceso de aire por contenido de oxigeno	CMT_MG_50
26	60-PT-602	Transmisor presión de domo	60-PI-602	Presion de domo	AI_MG_50
27	60-FT-602B	Transmisor flujo vapor línea 875 psig	60-FI-602B	Flujo vapor línea 875 psig	AI_MG_50
28	60-FT-602C	Transmisor flujo vapor relleno 875 psig a 250 psig	60-FI-602C	Flujo vapor relleno 875 psig a 250 psig	AI_MG_50
29	60-PT-603	Transmisor presión agua de alimentación	60-PI-603	Presion agua de alimentación	AI_MG_50
30	60-TT-603	Transmisor de temperatura vapor 1er cabezal	60-TI-603	Temperatura de vapor 1er cabezal	AI_MG_50
31	60-TT-604	Transmisor de temperatura vapor 2do cabezal	60-TI-604	Temperatura de vapor 2do cabezal	AI_MG_50
32	60-TT-641	Transmisor temperatura Gases de hogar	60-TI-641	Temperatura Gases de hogar	AI_MG_50
33	60-TT-605A	Transmisor temperatura agua entrada a la caldera	60-TI-605 ^a	Temperatura agua entrada a la caldera	AI_MG_50
34	60-TT-605B	Transmisor temperatura agua antes economizador	60-TI-605B	Temperatura agua antes economizador	AI_MG_50
35	60-TT-606	Transmisor temperatura agua después del economizador	60-TI-606	Temperatura agua después del economizador	AI_MG_50
36	60-PT-632	Transmisor presión aire debajo de parrilla	60-PI-632	Presion aire debajo de parrilla	AI_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

37	60-PT-633	Transmisor presión descarga de sobre fuego	60-PI-633	presión descarga de sobre fuego	AI_MG_50
38	60-TT-633	Transmisor temperatura aire salida del precalentador	60-TI-633	Temperatura aire salida del precalentador	AI_MG_50
39	60-PT-635	Transmisor presión gases de salida precalentador	60-PI-635	Presion gases de salida precalentador	AI_MG_50
40	60-LT-640	Transmisor nivel tanque de condensado	60-LI-640	Nivel tanque de condensado	AI_MG_50
41	60-PT-651	Transmisor presión gases salida del precalentador	60-PI-651	Presion gases salida del precalentador	AI_MG_50
42	60-TT-651	Transmisor temperatura gases salida del precalentador	60-TI-651	Temperatura gases salida del precalentador	AI_MG_50
43	60-TT-652	Transmisor Temperatura gases entrada al precalentador	60-TI-652	Temperatura Gases entrada al precalentador	AI_MG_50
44	60-TT-653	Transmisor temperatura gases entrada economizador	60-TI-653	Temperatura gases entrada economizador	AI_MG_50
45	60-PT-692	Transmisor presión vapor de relleno 850 psig a 250 psig	60-PI-692	Presion vapor de relleno 850 psig a 250 psig extracción	AI_MG_50
46	60-SZ-620	Variador de frecuencia de alimentador de bagazo 1	60-SIC-620	Control demanda de bagazo	A0_MG_50
47	60-TT-602	Transmisor de temperatura vapor de relleno 850 a 250 psig	60-TIC-602	Control atemperación vapor relleno 850 psig a 250 psig	CSD_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

48	60-TV-602	atemperación vapor relleno 850psig a 250 psig	60-TIC-602	Control atemperación vapor relleno 850 psig a 250 psig	CSD_MG_50
49	60-MC-633	Motor ventilador de sobre fuego	60-MTR-633	Control motor ventilador sobre fuego	DV_12_DNC_ILP
50	60-US-633	Confirmación motor ventilador de sobre fuego	60-MTR-633	Control motor ventilador sobre fuego	DV_12_DNC_ILP
51	60-MC-651	Motor ventilador de tiro forzado	60-MTR-651	Control motor ventilador tiro forzado	DV_12_DNC_ILP
52	60-US-651	Confirmación motor ventilador de tiro forzado	60-MTR-651	Control motor ventilador tiro forzado	DV_12_DNC_ILP
53	60-MC-652	Motor ventilador de tiro inducido	60-MTR-652	Control motor ventilador tiro inducido	DV_12_DNC_ILP
54	60-US-652	Confirmación motor ventilador de tiro inducido	60-MTR-652	Control motor ventilador tiro inducido	DV_12_DNC_ILP
55	60-MC-603	Motor bomba de agua de alimentación núm. 1	60-MTR-603	Control motor bomba de agua de alimentación núm. 1	DV_12_DNC_ILP
56	60-US-603	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 1	60-MTR-603	Control motor bomba de agua de alimentación núm. 1	DV_12_DNC_ILP
57	60-MC-604	Motor bomba de agua de alimentación núm. 2	60-MTR-604	Control motor bomba de agua de alimentación núm. 2	DV_12_DNC_ILP

Continuación de la tabla XXVI.

58	60-US-604	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 2	60-MTR-604	Control motor bomba de agua de alimentación núm. 2	DV_12_DNC_ILP
59	60-MC-675	Control alimentadores de bagazo	60-MTR-675	Control alimentadores de bagazo	DV_12_DNC_ILP
60	60-US-675	Confirmación de alimentadores de bagazo	60-MTR-675	Control alimentadores de bagazo	DV_12_DNC_ILP
61	60-MC-670	Motor bomba núm. 1 condensados a desaeareador (auxiliar)	60-MTR-670	Control motor bomba núm. 1 condensados a desaeareador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP
62	60-US-670	Confirmación motor bomba núm. 1 condensados a desaeareador	60-MTR-670	Control motor bomba núm. 1 condensados a desaeareador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP
63	60-MC-671	Motor bomba núm. 2 condensados a desaeareador (auxiliar)	60-MTR-671	Control motor bomba núm. 2 condensados a desaeareador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP
64	60-US-671	Confirmación motor bomba núm. 2 condensados a desaeareador	60-MTR-671	Control motor bomba núm. 2 condensados a desaeareador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP
65	60-MC-672	Motor bomba núm. 3 condensados a desaeareador (auxiliar)	60-MTR-672	Control motor bomba núm. 3 condensados a desaeareador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP

Continuación de la tabla XXVI.

66	60-US-672	Confirmación motor bomba núm. 3 condensados a desaereador	60-MTR-672	Control motor bomba núm. 3 condensados a desaereador (auxiliar)	DV_12_DNC_ILP
67	60-MC-680	Bomba núm. 1 de tanque de Cond. A desaereador	60-MTR-680	Control motor bomba núm. 1 de tanque de Cond. A desaereador	DV_12_DNC_ILP
68	60-US-680	Confirmación bomba núm. 1 de tanque de Cond. A desaereador	60-MTR-680	Control motor bomba núm. 1 de tanque de Cond. A desaereador	DV_12_DNC_ILP
69	60-MC-681	Bomba núm. 2 de tanque de Cond. A desaereador	60-MTR-681	Control motor bomba núm. 2 de tanque de Cond. A desaereador	DV_12_DNC_ILP
70	60-US-681	Confirmación bomba núm. 2 de tanque de Cond. A desaereador	60-MTR-681	Control motor bomba núm. 2 de tanque de Cond. A desaereador	DV_12_DNC_ILP
71	60-HS-611	Arranque/parada quemador núm. 1	60-HS-611	Control quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP
72	60-US-612	Switch encendido quemador núm. 1	60-HS-611	Control quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP
73	60-YY-635	Control a purga quemador núm. 1	60-YY-635	Control a purga quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP
74	60-US-635	Switch control a purga quemador núm. 1	60-YY-635	Control a purga quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP

Continuación de la tabla XXVI.

75	60-YY-636	Control a bajo fuego quemador núm. 1	60-YY-636	Control a bajo fuego quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP
76	60-US-636	Switch control a bajo fuego quemador núm. 1	60-YY-636	Control a bajo fuego quemador núm. 1	DV_12_DNC_ILP
77	60-LY-670	Válvula de reclamo agua de condensados	60-LY-670	Control de nivel del desaereador	DV_12_DNC_ILP
78	60-ZSH-670	Válvula bloqueo condensado a desaereador	60-LY-671	Control de nivel del desaereador	DI_MG_50
79	60-LSH-601	Switch nivel de domo <i>hi</i>	60-LAH-601	Nivel de domo <i>hi</i>	DV_12_DNC_ILP
80	60-LSHH-601	Switch nivel de domo <i>hi-hi</i> (disparo)	60-LAHH-601	Nivel de domo <i>hi-hi</i> (disparo)	DI_MG_50
81	60-LSL-601	Switch nivel de domo <i>low</i>	60-LAL-601	Nivel de domo <i>low</i>	DI_MG_50
82	60-LSLL-601	Switch nivel de domo <i>low-low</i> (disparo)	60-LALL-601	Nivel de domo <i>low-low</i> (disparo)	DI_MG_50
83	60-PS-611	Switch presión vapor atomización mínima	60-PA-611	Switch presión <i>fuel oil</i> mínima	DI_MG_50
84	60-PS-612	Switch presión vapor atomización mínima	60-PA-612	presión vapor atomización mínima	DI_MG_50
85	60-US-613	Switch falla de llama quemador núm. 1	60-UA-613	Falla de llama quemador núm. 1	DI_MG_50
86	60-TS-611	Switch temperatura <i>fuel oil</i> mínima	60-TA-611	Temperatura <i>fuel oil</i> mínima	DI_MG_50
87	60-US-618	Switch aire normal de combustión	60-UA-618	Aire normal de combustión	DI_MG_50
88	60-US-611	Switch válvula principal (<i>shutoff</i>) quemador núm. 1	60-UA-611	Válvula principal (<i>shutoff</i>) quemador núm. 1	DI_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

89	60-US-620	Switch damper tiro forado en posición de purga	60-UA-620	Damper tiro forado en posición de purga	DI_MG_50
90	60-US-621	Switch damper tiro forado en posición bajo fuego	60-UA-621	Damper tiro forado en posición bajo fuego	DI_MG_50
91	22-PT-601	Transmisor de presión de vapor de entrada a turbina	22-PI-601	Presión de vapor de entrada a turbina	AI_MG_50
92	22-PT-671B	Transmisor de presión de vapor de 9ta etapa	22-PI-671B	Presión de vapor de 9ta etapa	AI_MG_50
93	22-PT-671C	Transmisor de presión de vapor de 12va etapa	22-PI-671C	Presión de vapor de 12va etapa	AI_MG_50
94	22-PT-671D	Transmisor de presión de vapor de 15va etapa	22-PI-671D	Presión de vapor de 15va etapa	AI_MG_50
95	22-PT-675B	Transmisor de presión de aceite de lubricación	22-PI-675B	presión de aceite de lubricación	AI_MG_50
96	22-PT-675A	Transmisor de presión de aceite de gobernação	22-PI-675 ^a	presión de aceite de gobernação	AI_MG_50
97	22-PT-638	Transmisor de presión de eyector	22-PIC-638	Control de presión de eyector	CSD_MG_50
98	22-PV-638	Válvula de presión eyector	22-PIC-638	Control de presión de eyector	CSD_MG_50
99	22-PT-600	Transmisor de presión de vacío en condensador	22-PI-600	Presión de vacío en condensador	AI_MG_50
100	22-PT-680	Transmisor de presión de sellos	22-PI-680	Presión de sellos	AI_MG_50
101	22-LT-635	Transmisor de nivel de HotWell	22-LIC-635	Control de nivel de HotWell	CSD_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

102	22-LV-635	Válvula de nivel de <i>HotWell</i>	22-LIC-635	Control de nivel de <i>HotWell</i>	CSD_MG_50
103	22-TT-601	Transmisor temperatura de vapor de entrada	22-TI-601	Temperatura de vapor de entrada	AI_MG_50
104	22-TT-671B	Transmisor temperatura de vapor de 9ta etapa	22-TI-671B	Temperatura de vapor de 9ta etapa	AI_MG_50
105	22-TT-671C	Transmisor temperatura de vapor de 12va etapa	22-TI-671C	Temperatura de vapor de 12va etapa	AI_MG_50
106	22-TT-671D	Transmisor temperatura de vapor de 15va etapa	22-TI-671D	Temperatura de vapor de 15va etapa	AI_MG_50
107	22-TT-639	Transmisor temperatura de eyector	22-TIC-639	Control de temperatura de eyector	CSD_MG_50
108	22-TV-639	Válvula de temperatura de eyector	22-TIC-639	Control de temperatura de eyector	CSD_MG_50
109	22-TT-675	Transmisor temperatura aceite lubricación	22-TI-675	Temperatura lubricación	AI_MG_50
110	22-TT-675A	Temperatura aceite lubricación chumacera axial	22-TI-675 ^a	Temperatura aceite lubricación chumacera axial	AI_MG_50
111	22-TT-675B	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera frontal	22-TI-675B	Temperatura aceite lubricación chumacera frontal	AI_MG_50
112	22-TT-675C	Transmisor temperatura aceite lubricación chumacera trasera	22-TI-675C	Temperatura aceite lubricación chumacera trasera	AI_MG_50
113	22-TT-660	Transmisor temperatura condensador	22-TI-660	Temperatura de entrada condensador	AI_MG_50

Continuación de la tabla XXVI.

114	22-TT-661	Transmisor temperatura de salida condensador	22-TI-661	Temperatura de salida condensador	AL_MG_50
115	22-TT-681	Transmisor temperatura de entrada caja de aire	22-TI-681	Temperatura de entrada caja de aire	AL_MG_50
116	22-TT-682	Transmisor temperatura de salida caja de aire	22-TI-682	Temperatura de salida caja de aire	AL_MG_50
117	22-MC-611	Control motor bomba <i>HotWell</i> / num.1	22-MTR-611	Control bomba <i>HotWell</i> / num.1	DV_12_DNC_ILP
118	22-US-611	Confirmación motor bomba <i>HotWell</i> / num.1	22-MTR-611	Control bomba <i>HotWell</i> / num.1	DV_12_DNC_ILP
119	22-MC-612	Control motor bomba <i>HotWell</i> / num.2	22-MTR-612	Control bomba <i>HotWell</i> / num.2	DV_12_DNC_ILP
120	22-US-612	Confirmación motor bomba <i>HotWell</i> / num.2	22-MTR-612	Control bomba <i>HotWell</i> / num.2	DV_12_DNC_ILP
121	22-MC-607	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	22-MTR-607	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	DV_12_DNC_ILP
122	22-US-607	Confirmación motor bomba agua de enfriamiento num.1	22-MTR-607	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	DV_12_DNC_ILP
123	22-MC-608	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	22-MTR-608	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	DV_12_DNC_ILP
124	22-US-608	Confirmación l motor bomba agua de enfriamiento num.1	22-MTR-608	Control motor bomba agua de enfriamiento num.1	DV_12_DNC_ILP

Fuente: elaboración propia.

8.2. Asignación de entradas y salidas

Después de haber dimensionado el sistema, es necesario asignar los elementos físicamente a una localidad dentro del sistema de control distribuido. El sistema de control distribuido viene dentro de un gabinete dentro del cual se cableará los elementos de la forma como lo muestra la tabla XXVII. Además, se mostrarán los rangos de operación de cada instrumento.

Tabla XXVII. **Asignación física de entradas y salidas**

No.	IDENTIFICACIÓN DE CAMPO		DISTRIBUCIÓN DE E/S <i>HARDWARE</i>			
	DST Dev. Sig. Tag	DST Descripción	En gabinete			
			Gab.	CTRL	Tarjeta	Canal
1	60-PT-601	Transmisor presión vapor sobrecalentado	GABINETE 1	C1	6	1
2	60-FT-602	Transmisor flujo de vapor general	GABINETE 1	C1	6	2
3	60-LT-601	Transmisor nivel domo	GABINETE 1	C1	6	3
4	60-FT-603	Transmisor flujo agua alimentación	GABINETE 1	C1	6	4
5	60-FV-601	Válvula control de flujo agua alimentación	GABINETE 1	C1	17	1
6	60-PV-606	Válvula vapor de relleno a la extracción	GABINETE 1	C1	17	2
7	60-PV-607	Válvula de relleno 850psig a 250 psig	GABINETE 1	C1	17	3
8	60-TT-602	Transmisor temperatura vapor sobrecalentado	GABINETE 1	C1	6	5
9	60-FV-602A	Actuador sistema de atemperación de desvío	GABINETE 1	C1	17	4

Continuación de la tabla XXVII.

10	60-FV-602B	Actuador sistema de atemperación de retorno	GABINETE 1	C1	17	5
11	60-LT-603	Transmisor nivel desaereador	GABINETE 1	C1	6	6
12	60-LV-603A	Válvula nivel del desaereador	GABINETE 1	C1	17	6
13	60-LV-603B	Válvula desvió a tanque de condesados	GABINETE 1	C1	17	7
14	60-PT-604	Transmisor presión de desaereador	GABINETE 1	C1	6	7
15	60-PV-604	Válvula presión vapor del desaereador	GABINETE 1	C1	17	8
16	60-FT-611	Transmisor flujo <i>fuel oil</i> de entrada	GABINETE 1	C1	6	8
17	60-FV-611	Válvula alimentación del quemador <i>fuel oil</i>	GABINETE 1	C1	18	1
18	60-FT-631	Transmisor flujo aire de combustión sección bagazo	GABINETE 1	C1	6	9
19	60-ZV-631	Actuador tiro forzado sección bagazo	GABINETE 1	C1	18	2
20	60-FT-632	Transmisor flujo aire de combustión sección <i>fuel oil</i>	GABINETE 1	C1	6	10
21	60-ZV-632	Actuador tiro forzado sección <i>fuel oil</i>	GABINETE 1	C1	18	3
22	60-PT-641	Transmisor presión gases de hogar	GABINETE 1	C1	6	11
23	60-ZV-641	Actuador tiro inducido	GABINETE 1	C1	18	4
24	60-LT-661	Transmisor nivel tanque de transferencia	GABINETE 1	C1	6	12

Continuación de la tabla XXVII.

25	60-LV-661	Válvula retorno a tanque transferencia	GABINETE 1	C1	18	5
26	60-AT-651	Transmisor contenido de o2 gases de salida	GABINETE 1	C1	6	13
27	60-PT-602	Transmisor presión de domo	GABINETE 1	C1	6	14
28	60-FT-602B	Transmisor flujo vapor línea 875 psig	GABINETE 1	C1	6	15
29	60-FT-602C	Transmisor flujo vapor relleno 875 psig a 250 psig	GABINETE 1	C1	6	16
30	60-PT-603	Transmisor presión agua de alimentación	GABINETE 1	C1	7	1
31	60-TT-603	Transmisor temperatura vapor 1er cabezal	GABINETE 1	C1	7	2
32	60-TT-604	Transmisor temperatura vapor 2do cabezal	GABINETE 1	C1	7	3
33	60-TT-641	Transmisor temperatura Gases de hogar	GABINETE 1	C1	7	4
34	60-TT-605A	Transmisor temperatura agua entrada a la caldera	GABINETE 1	C1	7	5
35	60-TT-605B	Transmisor temperatura agua antes economizador	GABINETE 1	C1	7	6
36	60-TT-606	Transmisor temperatura agua después del economizador	GABINETE 1	C1	7	7
37	60-PT-632	Transmisor presión aire debajo de parrilla	GABINETE 1	C1	7	8
38	60-PT-633	Transmisor presión descarga de sobre fuego	GABINETE 1	C1	7	9
39	60-TT-633	Transmisor temperatura aire salida del precalentador	GABINETE 1	C1	7	10

Continuación de la tabla XXVII.

40	60-PT-635	Transmisor presión gases de salida precalentador	GABINETE 1	C1	7	11
41	60-LT-640	Transmisor nivel tanque de condensado	GABINETE 1	C1	7	12
42	60-PT-651	Transmisor presión gases salida del precalentador	GABINETE 1	C1	7	13
43	60-TT-651	Transmisor temperatura gases salida del precalentador	GABINETE 1	C1	7	14
44	60-TT-652	Transmisor temperatura Gases entrada al precalentador	GABINETE 1	C1	7	15
45	60-TT-653	Transmisor temperatura gases entrada economizador	GABINETE 1	C1	7	16
46	60-PT-692	Transmisor presión vapor de relleno 850 psig a 250 psig	GABINETE 1	C1	8	1
47	60-SZ-620	Variador de frecuencia de alimentador de bagazo 1	GABINETE 1	C1	18	6
48	60-TT-602	Transmisor de temperatura vapor de relleno 850psig a 250 psig	GABINETE 1	C1	8	2
49	60-TV-602	atemperación vapor relleno 850psig a 250 psig	GABINETE 1	C1	18	7
50	60-MC-633	Motor ventilador de sobre fuego	GABINETE 1	C1	30	18
51	60-US-633	Confirmación motor ventilador de sobre fuego	GABINETE 1	C1	25	1
52	60-MC-651	Motor ventilador de tiro forzado	GABINETE 1	C1	30	19
53	60-US-651	Confirmación motor ventilador de tiro forzado	GABINETE 1	C1	25	2

Continuación de la tabla XXVII.

54	60-MC-652	Motor ventilador de tiro inducido	GABINETE 1	C1	30	20
55	60-US-652	Confirmación motor ventilador de tiro inducido	GABINETE 1	C1	25	3
56	60-MC-603	Motor bomba de agua de alimentación núm. 1	GABINETE 1	C1	30	21
57	60-US-603	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 1	GABINETE 1	C1	25	4
58	60-MC-604	Motor bomba de agua de alimentación núm. 2	GABINETE 1	C1	30	22
59	60-US-604	Confirmación motor bomba de agua alimentación núm. 2	GABINETE 1	C1	25	5
60	60-MC-675	Control alimentadores de bagazo	GABINETE 1	C1	30	23
61	60-US-675	Confirmación de alimentadores de bagazo	GABINETE 1	C1	25	6
62	60-MC-670	Motor bomba núm. 1 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	30	24
63	60-US-670	Confirmación motor bomba núm. 1 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	25	7
64	60-MC-671	Motor bomba núm. 2 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	30	25
65	60-US-671	Confirmación motor bomba núm. 2 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	25	8
66	60-MC-672	Motor bomba núm. 3 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	30	26
67	60-US-672	Confirmación motor bomba núm. 3 condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	25	9

Continuación de la tabla XXVII.

68	60-MC-680	Bomba núm. 1 de tanque de condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	30	27
69	60-US-680	Confirmación bomba núm. 1 de tanque de Cond. A desaereador	GABINETE 1	C1	25	10
70	60-MC-681	Bomba núm. 2 de tanque de condensados a desaereador	GABINETE 1	C1	30	28
71	60-US-681	Confirmación bomba núm. 2 de tanque de Cond. A desaereador	GABINETE 1	C1	25	11
72	60-HS-611	Arranque/parada quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	30	29
73	60-US-612	<i>Switch</i> encendido quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	25	12
74	60-YY-635	Control a purga quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	30	30
75	60-US-635	<i>Switch</i> control a purga quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	25	13
76	60-YY-636	Control a bajo fuego quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	30	31
77	60-US-636	<i>Switch</i> control a bajo fuego quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	25	14
78	60-LY-670	Válvula de reclamo agua de condensados	GABINETE 1	C1	30	32
79	60-ZSH-670	Válvula bloqueo condensado a desaereador	GABINETE 1	C1	25	15
80	60-LSH-601	<i>Switch</i> nivel de domo hi	GABINETE 1	C1	25	16
81	60-LSHH-601	<i>Switch</i> nivel de domo hi-hi (disparo)	GABINETE 1	C1	25	17

Continuación de la tabla XXVII.

82	60-LSL-601	<i>Switch</i> nivel de domo low	GABINETE 1	C1	25	18
83	60-LSLL-601	<i>Switch</i> nivel de domo low-low (disparo)	GABINETE 1	C1	25	19
84	60-PS-611	<i>Switch</i> presión <i>fuel oil</i> mínima	GABINETE 1	C1	25	20
85	60-PS-612	<i>Switch</i> presión vapor atomización mínima	GABINETE 1	C1	25	21
86	60-US-613	<i>Switch</i> falla de llama quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	25	22
87	60-TS-611	<i>Switch</i> temperatura <i>fuel oil</i> mínima	GABINETE 1	C1	25	23
88	60-US-618	<i>Switch</i> aire normal de combustión	GABINETE 1	C1	25	24
89	60-US-611	<i>Switch</i> válvula principal (shutoff) quemador núm. 1	GABINETE 1	C1	25	25
90	60-US-620	<i>Switch</i> damper tiro forado en posición de purga	GABINETE 1	C1	25	26
91	60-US-621	<i>Switch</i> damper tiro forzado en posición bajo fuego	GABINETE 1	C1	25	27

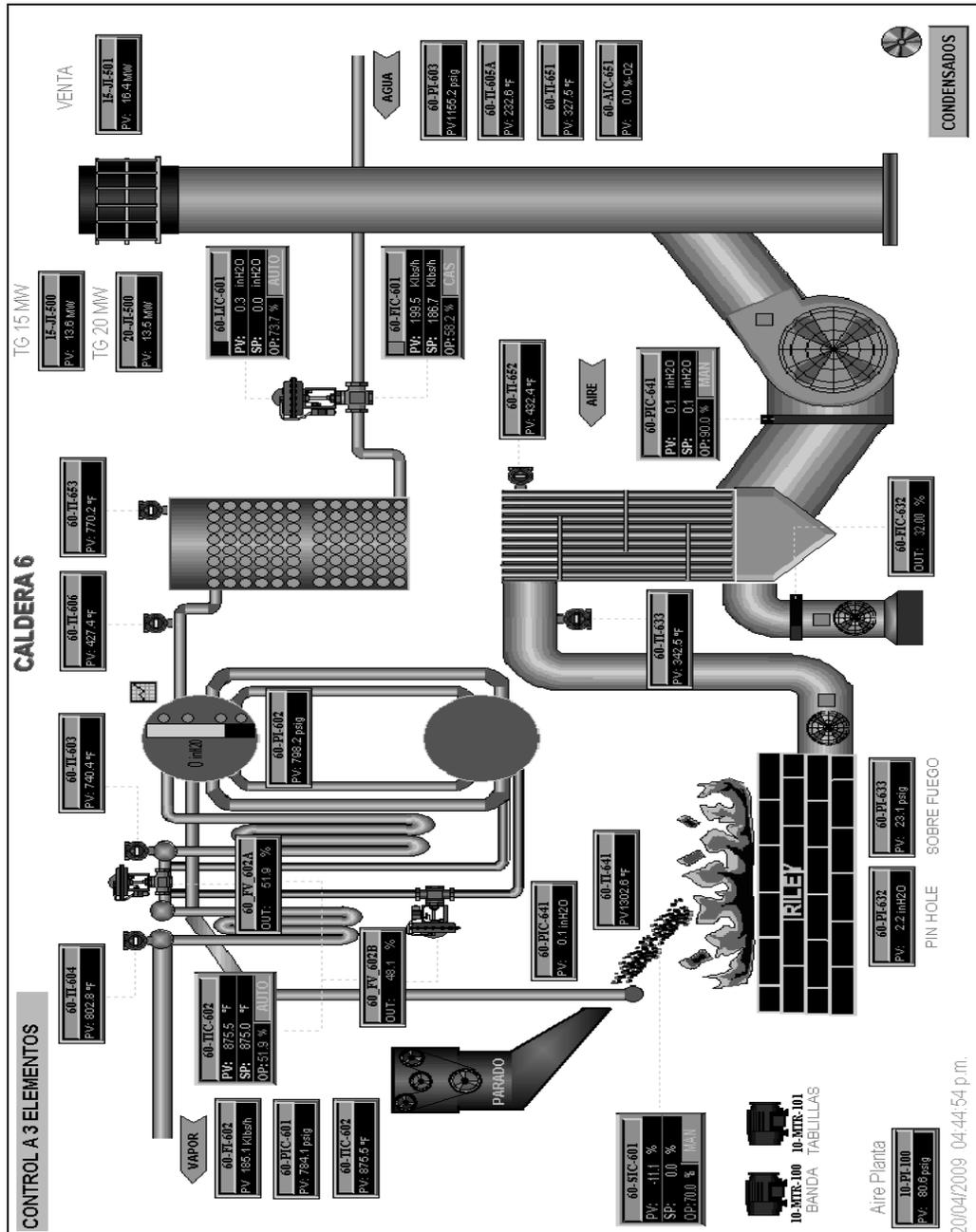
Fuente: elaboración propia.

8.3. Elaboración del HMI

La interfaz humano máquina es una parte vital de la integración pues es aquí donde el operador visualiza la operación desde una PC. Cualquier cambio de parámetros o alarmas se hacen gráficas aquí.

La figura 54 muestra el interfaz básico de la caldera trabajando con bagazo.

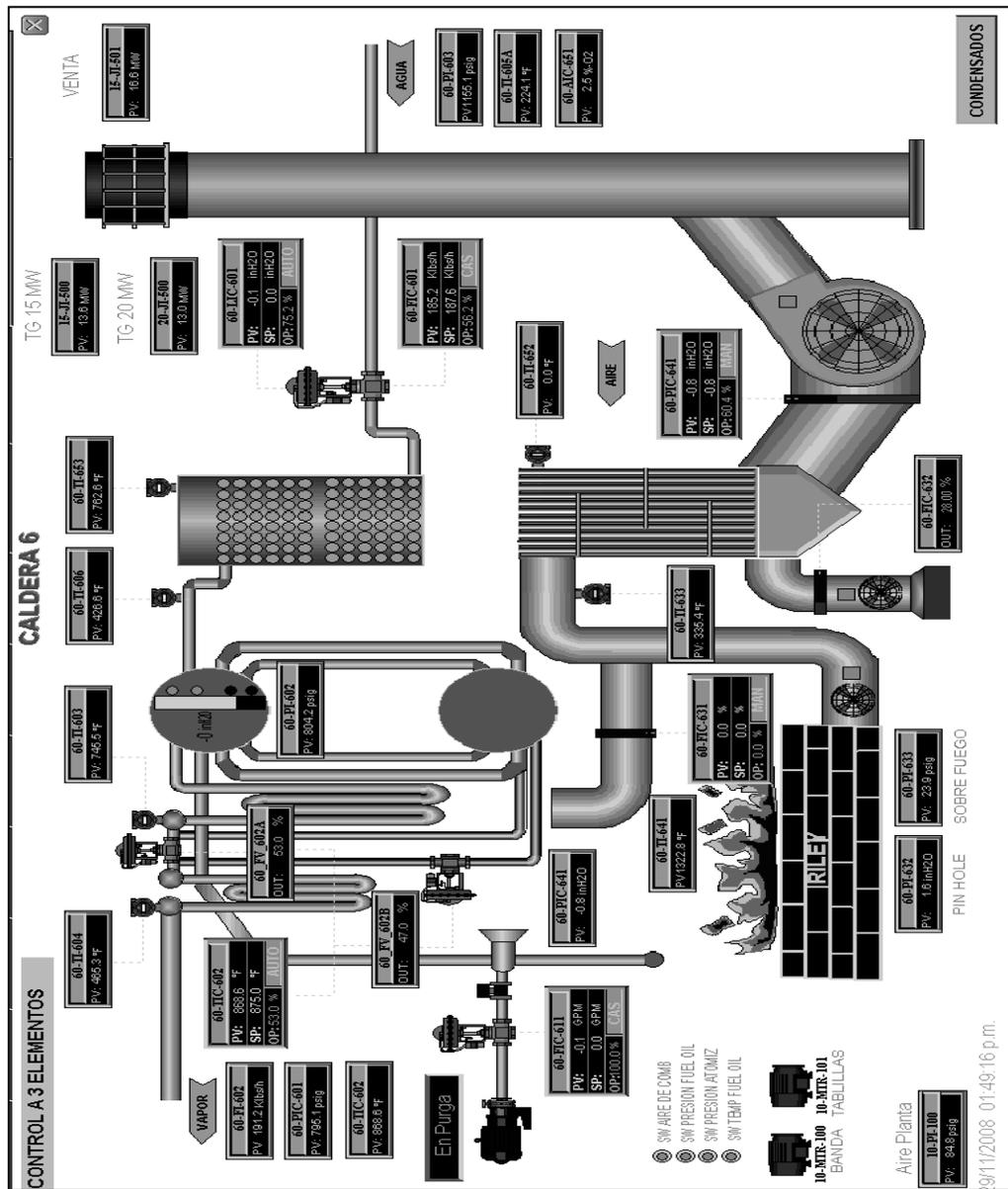
Figura 54. Interfaz humano máquina de caldera trabajando en bagazo



Fuente: elaboración propia.

La figura 55 muestra el interfaz básico de la caldera trabajando con gasóleo.

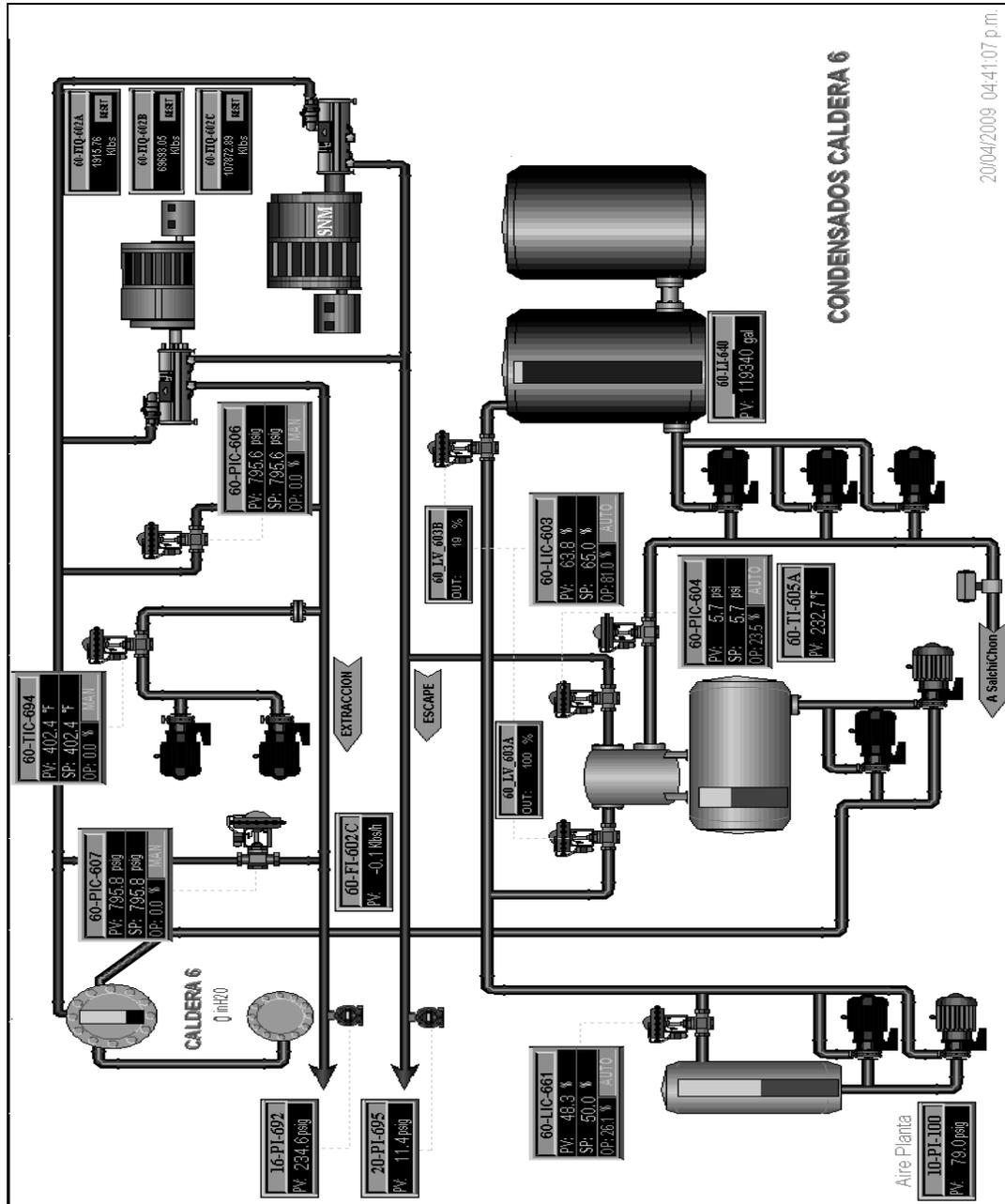
Figura 55. Interfaz humano máquina de caldera trabajando en bunker



Fuente: elaboración propia.

La figura 56 muestra el interfaz del área de condensados de la caldera 6.

Figura 56. Interfaz humano máquina del área de condensados



20/04/2009 04:41:07 p.m.

Fuente: elaboración propia.

8.4. Montaje del sistema de control DeltaV

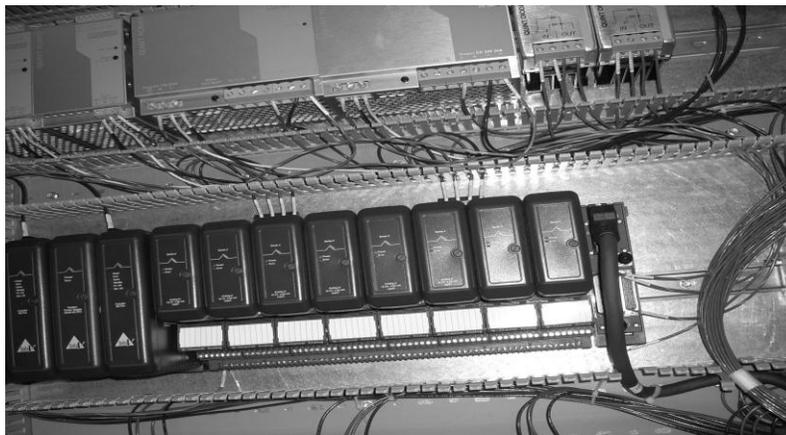
Las siguientes fotografías muestran el montaje del gabinete en donde residirá el sistema de control DeltaV.

Figura 57. **Instalación de tarjetas, fuentes, etcétera**



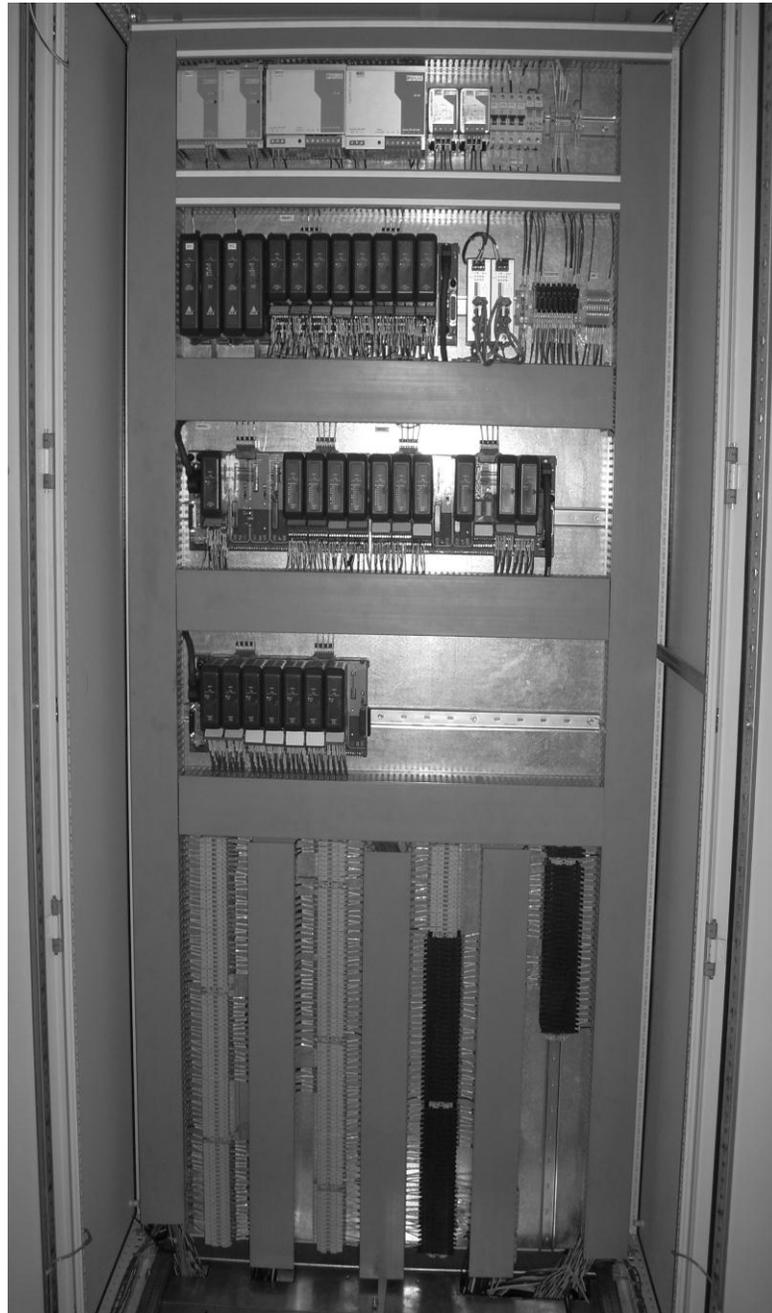
Fuente: Talleres de Ingenio Madre Tierra, Santa Lucia Cotzumalguapa, Escuintla.

Figura 58. **Cableado de fuentes de poder y tierras físicas**



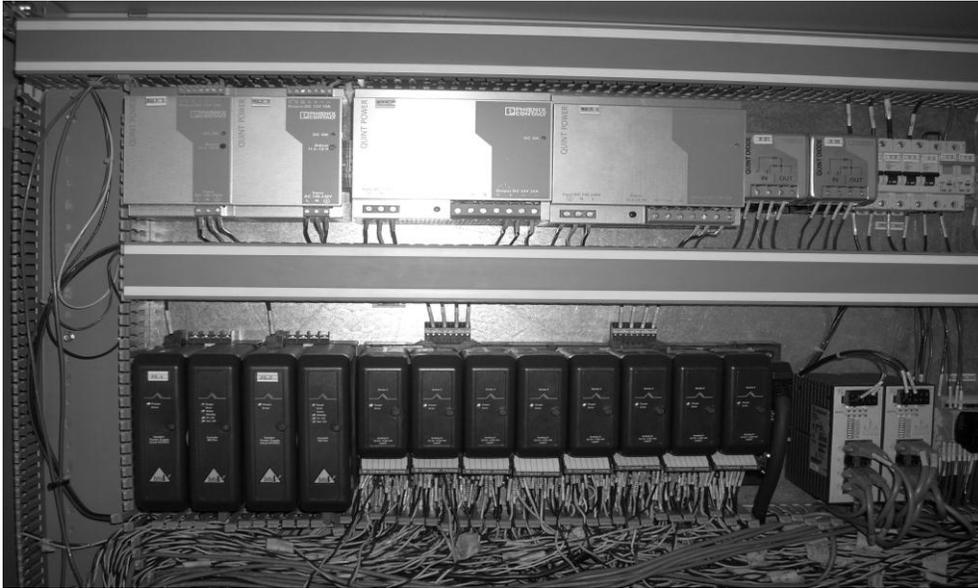
Fuente: Talleres de Ingenio Madre Tierra, Santa Lucia Cotzumalguapa, Escuintla.

Figura 59. **Vista del gabinete instalado en el cuarto de control**



Fuente: Cuarto de control de Ingenio Madre Tierra, Santa Lucia Cotzumalguapa, Escuintla.

Figura 60. Cableado de señales analógicas



Fuente: Cuarto de control de Ingenio Madre Tierra, Santa Lucia Cotzumalguapa, Escuintla.

Figura 61. Estaciones de trabajo instaladas en el cuarto de control



Fuente: Cuarto de control de Ingenio Madre Tierra, Santa Lucia Cotzumalguapa, Escuintla.

CONCLUSIONES

1. La sustitución del sistema de control distribuido fue todo un éxito, que realizó completa la zafra 2009 – 2010.
2. Durante la zafra 2009 – 2010 no se presentaron fallos en el control de la caldera.
3. La implementación de las redes fue todo un éxito, no presentaron fallas y redujeron los costos en cableado y tiempo de instalación y comisionamiento.
4. Las nuevas variables monitoreadas son registradas y almacenadas dentro del sistema y ayudan a los operadores a visualizar estas variables desde un mismo punto.

RECOMENDACIONES

1. El mantenimiento del sistema de control distribuido, mediante limpiezas periódicas y la utilización de un ambiente controlado prolongarán la vida del mismo.
2. El monitoreo constante de los componentes, tanto del sistema de control distribuido como elementos en campo, asegurarán la operación del sistema.
3. El reemplazo de elementos de campo en obsolescencia y mal estado, por nuevos con capacidad de integrarse a los nuevos buses de campo. Así incrementar la fiabilidad del sistema.
4. La instalación de medición de variables importantes aún no incluidas en el control como medición de flujo de aire primario.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Instrumentación Industrial* [en línea]. <http://www.sapiensman.com/control_automatico/control_automatico7.htm> [Consulta: julio de 2009].
2. BRAIN, MARSHALL. *How steam engines work* [en línea]. <[http:// science.Howstuffwork .com /transport/ engines-equipment/ steam2 htm](http://science.Howstuffwork.com/transport/engines-equipment/steam2.htm)> [Consulta: junio de 2009].
3. DUKELOW, Sam G. *The control of boilers*. 2a ed. Estados Unidos: Instrument Society of America, 1991. 412 p. ISBN: 1-55617-330-X.
4. Emerson Process Management. *Site design and preparation for DeltaV™ digital automation systems*. 3a ed. Reino Unido: Emerson Process Management, 2005. 220 p.
5. GAFFERT, Gustaf Adolf. *Centrales de vapor*. 4a ed. Barcelona: Reverté, 1975. 592 p. ISBN: 84-291-4830-2.
6. STULTZ, S. C. *Steam, its generation and use*. 41 ed. Estados Unidos: Babcock & Wilcox, 2005. 1064 p. ISBN-10: 0963457004.

