



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE AUTOMÁTICA

Trabajo de diploma

En opción al título de Ingeniero en Automática

Título: Proyecto de Automatización de Tres Calderas de Generación de Vapor en la Refinería Hermanos Díaz.

Autor: Adony Grant Duboy

Tutor(es): Ing. Ksenia Arias Granda

Ing. Alexis Soutelo Pérez

“Año 57 de la Revolución”

Santiago de Cuba

2016

Dedicatoria

Pensamiento:

No hay que adelantarse ni dar nada por seguro para luego desesperarse cuando las cosas no se concretan. Debemos aprender que somos los dueños de nuestro destino sólo cuando hacemos los máximos esfuerzos por realizar nuestros objetivos. No demos nunca nada por descontado y veremos cómo de este modo siempre nos aseguraremos el éxito.

Malcolm X

Dedicatoria

Agradecimientos:

A mis padres Niolsy Duboy y Dony Grant, a mi abuela Nancy Cosme, a mi tía Yaneisy Sevilla que han hecho todo lo posible para que yo me graduara.

A toda mi familia por su apoyo en especial a mi primo Carlos J. Andrews por ser el apoyo sentimental, intelectual y psicológico en estos años.

A mis compañeros de aulas, los que ya se fueron, los que están y a los que les falta todavía por que sin ellos no hubiese llegado aquí.

A los amigos que nunca me faltaron.

A Gerardo Díaz la ayuda que nunca falto.

Al departamento de Automática de la Refinería “Hermanos Díaz” en especial a Jose, Gyolbys, Osvaldo y Reinier, sin ellos este trabajo de diploma no se hubiese hecho con la calidad requerida.

A mis tutores Ksenia y Alexis por la gran ayuda y conocimientos técnicos que me han brindado para la realización de este trabajo.

Dedicatoria

Dedicatoria:

A todas esas personas que en su corazón desearon que llegara a este momento.

Resumen

RESUMEN

En este trabajo se presenta el diseño de un sistema de automatización de Tres Calderas de Generación de Vapor en la Refinería "Hermanos Díaz". Para ello se estudia el principio de funcionamiento de los principales tipos de calderas; se realiza un análisis del flujo tecnológico de la generación de vapor en la refinería y se describe la situación actual de la automatización de dichas calderas. Por otro lado se de una introducción al sistema SIMATIC PCS-7 y a la norma ATEX; se presta fundamental atención a la instrumentación necesaria para la seguridad en la planta y los protocolos de comunicación de la instrumentación propuesta con el objetivo de lograr una estrategia óptima para mejorar el control de nivel y del suministro de combustible en las calderas.

Abstract

ABSTRACT

This work aboard the design automation system of three boilers steam generation “Hermanos Diaz” Refinery. For this, the principle of operation of the main types of boilers is studied; an analysis of the technological flow of steam generation at the refinery is performed and the current state of automation of such boilers is described. On the other hand an introduction to SIMATIC PCS-7 system and the ATEX standard; critical attention to the instrumentation necessary for plant safety and communication protocols instrumentation proposal with the aim of achieving an optimal strategy to improve the level control and supply fuel in the boilers is provided.

Índice

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	4
1.1 Introducción.....	4
1.2 Calderas. Tipos de Calderas.....	5
1.2.1 Principales tipos de calderas.....	5
1.2 Flujo tecnológico de generación del vapor.....	8
1.3.1 Tratamiento de agua.....	9
1.3.2 Deareador.....	9
1.3.3 Sistema de Generación de Vapor.....	9
1.4 Estado actual de la instrumentación y control de las calderas.....	11
1.5 Introducción al sistema de control SIMATIC PCS 7.....	11
1.6 Norma de Seguridad ATEX.....	13
1.6.1 Definición de la zona ATEX.....	14
1.6.2 Selección de la instrumentación según ATEX.....	16
Conclusiones parciales.....	17
CAPÍTULO 2. INDICADORES Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD MÍNIMOS PARA CALDERAS. SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE CAMPO.....	18
2.1 Dispositivos indicadores.....	18
2.1.1 Manómetros.....	18
2.1.2 Indicadores de nivel de agua.....	19
2.2.1 Sistema de Alarmas.....	21
2.2 Dispositivos de seguridad.....	23
2.3 Sistema de comunicación de campo. Módulos de comunicación.....	23
2.3.1 Protocolos de comunicación.....	23
2.3.2 Módulos de comunicación.....	25
Conclusiones parciales.....	28
CAPITULO 3. PROPUESTA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE CALDERAS.....	29
3.1 Control del nivel de agua de alimentación.....	29
3.1.1 Instrumentación.....	32
3.2 Control de la combustión.....	34
3.2.1 Instrumentación.....	38
3.3 PLC S7-400.....	41
3.4 Arquitectura de la propuesta de control.....	45
3.5 Valoración Económica.....	48
CONCLUSIONES.....	50
RECOMENDACIONES.....	51

Índice

BIBLIOGRAFÍA	52
ANEXOS	53
<i>Anexo 1. Relación estequiométrica</i>	53
<i>Anexo 2. Manómetro WIKA</i>	54
<i>Anexo 3. Indicador de nivel VC-1200 y contacto KSA/KCA</i>	55
<i>Anexo 4. Posicionador electroneumático SIPART PS2</i>	57
<i>Anexo 5. Transmisor de nivel por microondas guiadas SINTRANS LG260</i>	59
<i>Anexo 6: Sensor de caudal SITRANS F M MAG 1100</i>	60
<i>Anexo 7. Acoplador DP-PA</i>	61
<i>Anexo 8. ET200M</i>	62
<i>Anexo 9. PLC S7-400</i>	66
<i>Anexo 10. Fuente de alimentación PS 405</i>	69
<i>Anexo 11. CPU 416-3</i>	71
<i>Anexo 12. Transmisor de presión SITRANS P DS III</i>	73

Introducción

INTRODUCCIÓN

Para hablar de la generación de vapor se tiene que hablar de la importancia de las máquinas de vapor, que atrajo a científicos como Carnot a aportar grandes logros a la termodinámica. La máquina elemental de vapor fue inventada por Dionisio Papín en 1769 y desarrollada posteriormente por James Watt en 1776, basados en principios termodinámicos para usos múltiples, que tuvo gran aceptación en la industria mecánica y metalúrgica. Inicialmente fue empleada como máquina para accionar bombas de agua, de cilindros verticales; fue la impulsora de la revolución industrial, la cual comenzó en ese siglo y continúa en los posteriores.

Con la llegada de la Revolución Industrial, hasta estos tiempos, la industria de la combustión ha buscado una solución efectiva para aumentar el ciclo de vida de sus equipos (calderas, etc.) y mejorar su eficiencia sin dejar de lado la seguridad y con grandes ahorros. Los productos de mayor volumen en la industria son combustibles (*fuel oil*) y gasolina. El petróleo es la materia prima de muchos productos químicos incluyendo, productos farmacéuticos, disolventes, fertilizantes, pesticidas y plásticos. La industria del petróleo se divide normalmente en tres fases: Exploración y producción (*Upstream*), Transporte, procesos y almacenamiento (*Midstream*) y Refino, Venta y Distribución (*Downstream*).

En el caso de la etapa de *Downstream* se encuentra la refinería o destilería de petróleo, que es una plataforma industrial destinada a la refinación del petróleo, por medio de la cual, mediante un proceso adecuado, se obtienen diversos combustibles fósiles capaces de ser utilizados en motores de combustión, aceites minerales, asfaltos y otros. Hay más de 600 refinerías instaladas en el mundo, que producen diariamente más de 13 millones de metros cúbicos de productos refinados. Cada refinería tiene una economía particular que genera una configuración de plantas instaladas, lo que le da características operativas específicas. La economía en una refinería está determinada principalmente por su ubicación, su antigüedad, la posibilidad de conseguir inversiones, los petróleos crudos de que dispone, la demanda de productos, los requisitos de calidad de los productos, la legislación, los estándares ambientales y los requisitos del mercado.

Introducción

En territorio cubano existen 4 refinerías, ubicadas en La Habana (Nico López), Cienfuegos (Camilo Cienfuegos), Sancti Spiritus (Sergio Soto) y Santiago de Cuba (Hermanos Díaz) y que tienen como objetivo principal maximizar el abastecimiento de la demanda nacional de derivados del petróleo.

La refinería Hermanos Díaz comenzó su explotación en 1957, estaba destinada a procesar crudo venezolano y contaba con una capacidad de diseño de 20 000 barriles por día. Fue intervenida el 29 de junio de 1960 por haberse negado a procesar el crudo adquirido por el estado cubano, pasando así a propiedad estatal y comenzando en esta fecha el procesamiento del petróleo de crudo de Romashkino, procedente de la extinta URSS, trayendo como consecuencia serios cuellos de botella que hicieron disminuir los niveles de procesamiento, añadiéndose a todo esto un bloqueo total de piezas de repuestos, carencia de documentación técnica y éxodo de técnicos y trabajadores calificados. Por convenio con la URSS en 1975 comienza la construcción de la combinada 2 con una capacidad de 1 500 000 TM de crudo.

Las calderas son parte importante en la industria de la refinación de petróleo, la cual se ha encargado de llevar su utilización a altos niveles de automatización, seguridad y ahorro debido a la vulnerabilidad que representa una refinería. Ellas son las encargadas de administrar el vapor suministrado que se consume en las unidades de proceso Combinada 1 y 2. Específicamente en la Combinada 1 se necesita mantener estable la presión en la red, que sumado a las constantes variaciones de la demanda de vapor de los tres hornos, constituyen los aspectos fundamentales en el control de la producción de vapor con la calidad demandada. Además hay que tener en cuenta el control de la combustión, necesario para reducir las pérdidas de materia prima (fuel). Teniendo en cuenta que la instrumentación de las calderas no se ha actualizado desde los años 70` (con tecnología americana), que la instrumentación es neumática y en algunos casos inexistentes, se hace necesario automatizar el proceso de generación de vapor.

Por lo anterior, se plantea como **problema de la investigación**, la ineficiencia en el control de las calderas de la Refinería de petróleo "Hermanos Díaz", debido a la antigüedad en el sistema automático y de instrumentación de las mismas.

Introducción

Objeto de la investigación: el sistema de automatización de las 3 calderas acuatubulares de la marca americana Eric City de la Refinería “Hermanos Díaz”.

Objetivo de la investigación: Diseñar sistema de instrumentación y control de 3 calderas en la Refinería “Hermanos Díaz”, utilizando el sistema de control PCS-7 de SIEMENS.

Campo de acción: El diseño de un sistema automatización con PLC y módulos de comunicación para instalaciones de alto riesgo.

Hipótesis: Si se logra actualizar la instrumentación y el control de las 3 calderas de la marca Eric City de la Refinería “Hermanos Díaz”, se mejoraría el sistema de monitorización y control de variables como nivel, presión y flujo; el índice de explotación del combustible, agua de alimentación y demanda de vapor, teniendo en cuenta las normas técnicas y seguridad descritas para instalaciones de este tipo, lo que resultaría en mejorar la generación de vapor y con ello la calidad del vapor.

Tareas de investigación a realizar:

1. Estudio y caracterización de la Planta de Fuerza de la Refinería “Hermanos Díaz”.
2. Selección de la instrumentación de campo, teniendo en cuenta que esta instrumentación debe presentar la suficiente seguridad tanto eléctrica como ambiental que posibiliten el trabajo seguro y sin riesgos de explosión, además de un protocolo de comunicación acorde al sistema de control a emplear.
3. Diseñar sistema de comunicación de campo, incluyendo protocolo de comunicación a utilizar.
4. Diseñar sistema de control (selección de PLC, tarjeta de comunicación).

Capítulo 1. Fundamentación teórica

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

1.1 Introducción.

La refinera Hermanos Díaz comenzó su explotación en 1957, estaba destinada a procesar crudo venezolano y contaba con una capacidad de diseño de 20000 barriles por día, la Refinería “Hermanos Díaz” cuenta con dos plantas:

- **Planta 1:** En donde se encuentra la Unidad de Reformación Catalítica (CRU) que se encarga de procesar el crudo para la realización de la nafta y la gasolina.
- **Planta 2:** Cuenta con la Unidad de Destilación Atmosférica (UDA), la Unidad al vacío (UVA), que recibe también el crudo para la producción de diésel, fuel queroseno, nafta y gases; y la Unidad de Hidrotratamiento (HTU).

El sistema de generación de vapor de la refinera cuenta con 3 calderas de la marca americana Eric City de tipo acuotubular (Figura 1.1), instalada en el año 1957 con una capacidad total de generación de 60 t/h encargadas de suministrar vapor a varias áreas.

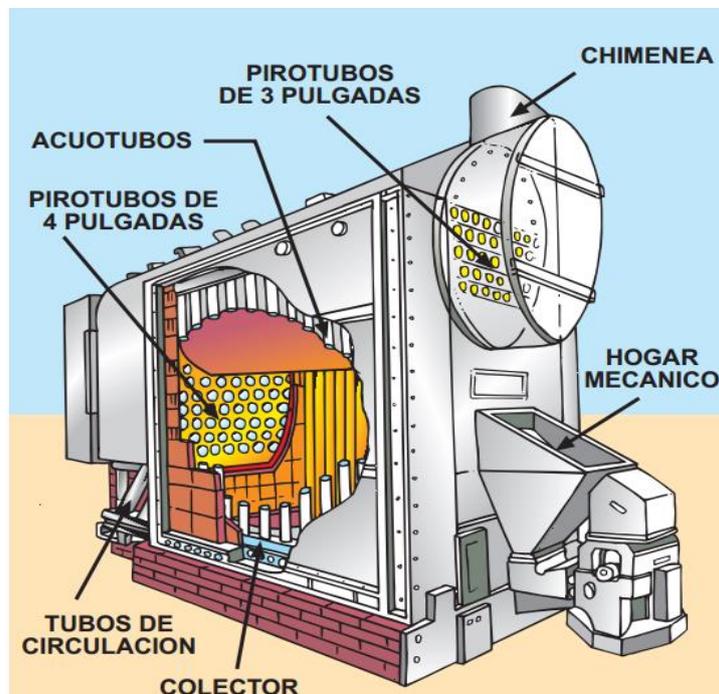


Figura 1.1 Caldera Eric City

Capítulo 1. Fundamentación teórica

El vapor producido por las calderas es saturado hasta 17,6 kgf/cm², el cual se consume en las unidades de proceso combinada 1 y 2, Calderas, Asfalto y otros; principalmente en la atomización del combustible de tres hornos de la Refinería (uno en la CRU y dos en UDA). En la Planta 1 específicamente el vapor es utilizado como impulsor a las turbinas de los equipos dinámicos y en la Planta 2 con el objetivo de mantener la presión en la red que es de 13 kgf/cm² que es la presión de operación de esta planta. En condiciones normales la capacidad de producción de las 3 calderas es de 40,0-45,0 t/h.

1.2 Calderas. Tipos de Calderas.

Definida como el corazón de la industria, la caldera cuenta con una historia generosa en materia de avances técnicos a través de los años. Cada vez son más pequeñas, seguras y eficientes. No pudo ser sino Inglaterra, corazón industrial del mundo a finales del siglo XVII y comienzos del XVIII, la cuna de uno de los inventos más portentosos del hombre en cuanto a la obtención de energía: el generador de vapor. El invento, tal vez rudimentario al comienzo, fue logrando avances en la medida que diferentes hombres de gran ingenio incorporaron nuevas ideas para ir haciéndolas cada vez más eficientes y seguras.

1.2.1 Principales tipos de calderas

Aunque existen numerosos diseños y patentes de fabricación de calderas, cada una de las cuales pueden tener características propias, las calderas se pueden clasificar en dos grandes grupos: calderas pirotubulares y acuotubulares. También se puede mencionar las de vaporización instantánea, sus características se indican a continuación.

Calderas pirotubulares

Se denominan pirotubulares por ser los gases calientes procedentes de la combustión, los que circulan por el interior de tubos cuyo exterior esta bañado por el agua de la caldera (Figura 1.2).

Capítulo 1. Fundamentación teórica

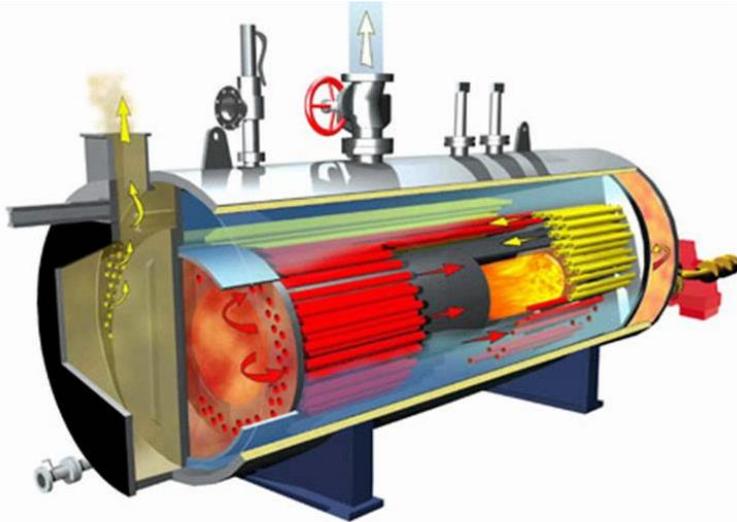


Figura 1.2. Caldera pirotubular

El combustible se quema en un hogar, en donde tiene lugar la transmisión de calor por radiación, y los gases resultantes, se les hace circular a través de los tubos que constituyen el haz tubular de la caldera, y donde tiene lugar el intercambio de calor por conducción y convección. Según sea una o varias las veces que los gases pasan a través del haz tubular, se tienen las calderas de uno o de varios pasos. En el caso de calderas de varios pasos, en cada uno de ellos, los humos solo atraviesan un determinado número de tubos, cosa que se logra mediante las denominadas cámaras de humos. Una vez realizado el intercambio térmico, los humos son expulsados al exterior a través de la chimenea.

Calderas de vaporización instantánea

Existe una variedad de las anteriores calderas, denominadas de vaporización instantánea (Figura 1.3), cuya representación esquemática podría ser la de un tubo calentado por una llama, en el que el agua entra por un extremo y sale en forma de vapor por el otro.

Dado que el volumen posible de agua es relativamente pequeño en relación a la cantidad de calor que se inyecta, en un corto tiempo la caldera está preparada para dar vapor en las condiciones requeridas, de ahí la denominación de calderas de vaporización instantánea.

Capítulo 1. *Fundamentación teórica*

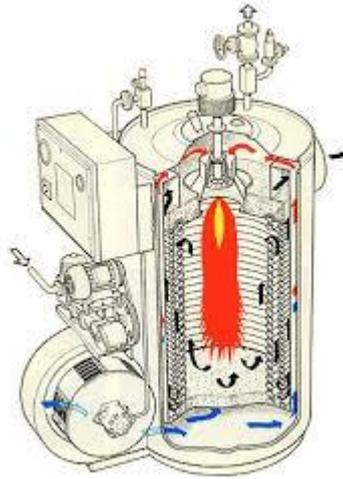


Figura 1.3. Caldera de vaporización instantánea

Hay que destacar que en estas calderas el caudal de agua inyectada es prácticamente igual al caudal de vapor producido, por lo que un desajuste entre el calor aportado y el caudal de agua, daría lugar a obtener agua caliente o vapor sobrecalentado, según faltase calor o este fuese superior al requerido.

Calderas acuotubulares

En estas calderas, al contrario de lo que ocurre en las piro-tubulares, el agua circula por el interior de los tubos que conforman un circuito cerrado a través del calderín o calderines que constituye la superficie de intercambio de calor de la caldera (Figura 1.3). Adicionalmente, pueden estar dotadas de otros elementos de intercambio de calor, como pueden ser el sobrecalentador, recalentador, economizador, etc.

Estas calderas, constan de un hogar (ver Figura 1.4) 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.

Capítulo 1. Fundamentación teórica

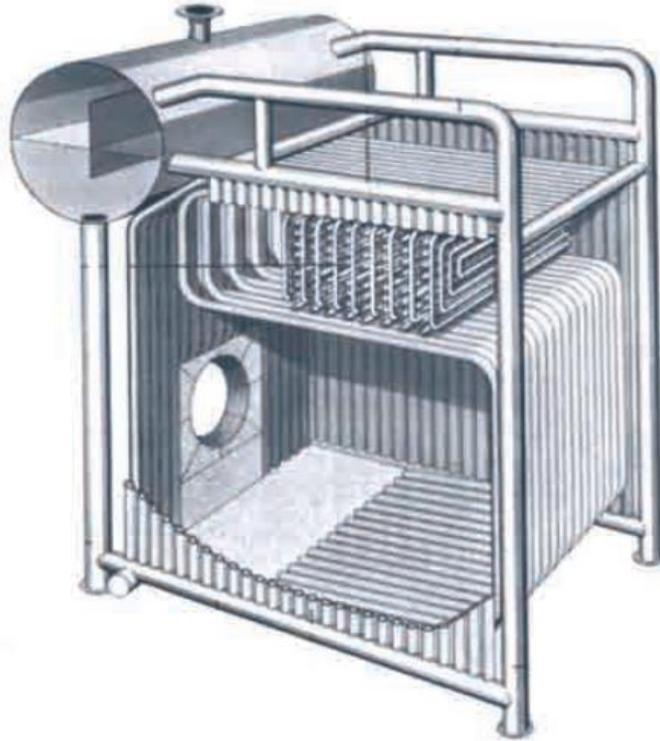


Figura 1.4 Detalle de caldera acuotubular.

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.

Con objeto de obtener un mayor rendimiento en la caldera, se las suele dotar de elementos, como los ya citados, economizadores y precalentadores, que hacen que la temperatura de los gases a la salida de la caldera, sea menor, aprovechando así mejor el calor sensible de dichos gases.

1.2 Flujo tecnológico de generación del vapor.

El vapor saturado es generado por las calderas y con una presión desde 15 kgf/cm² hasta 17,6 kgf/cm² cuando opera la planta de Refinación de Petróleo 2 y la Unidad de Reformación Catalítica (CRU) de la Combinada 1. Cuando estas plantas se encuentran paradas se utiliza vapor de 10 a 14 kgf/cm², pues se genera vapor para utilizarlo en vaporización de sistemas y otros usos.

El flujo tecnológico puede dividirse en tres etapas principales: tratamiento de agua, deaireación del agua, generación de vapor.

Capítulo 1. *Fundamentación teórica*

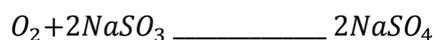
1.3.1 Tratamiento de agua.

El objetivo de tratar el agua es eliminar la dureza temporal y permanente del agua, tratándola con cal y zeolita respectivamente, ya que a altas temperaturas el agua puede provocar incrustaciones.

La operación se realiza dándole tratamiento previo de cal en frío y sulfato de aluminio para disminuir la dureza temporal, luego pasa por los filtros mecánicos para eliminar la turbidez que pueda quedar; de aquí pasa a los intercambiadores de zeolita de sodio para intercambiar los iones de calcio y magnesio, cediendo el sodio, el cual combinado con los iones correspondientes no es incrustante a la temperatura del domo de las calderas, de aquí esa agua pasa al deareador.

1.3.2 Deareador

Su objetivo es eliminar el oxígeno y el dióxido de carbono, disuelto en el agua de alimentación a la caldera. El agua proveniente de los ablandadores de zeolita de sodio pasa al deareador donde se le hace una inyección de vapor de despojamiento para eliminar el oxígeno y el dióxido de carbono libre. Como el oxígeno no se libera completamente, se le adiciona el sulfito de sodio (sustancia rica en oxígeno) el cual es absorbido y combinado, pasando de sulfito a sulfato según la siguiente ecuación:



1.3.3 Sistema de Generación de Vapor

Los generadores de vapor utilizados en los campos petrolíferos difieren significativamente de las calderas convencionales. Estas, por lo general, se utilizan para generar vapor saturado o quizás vapor sobrecalentado para mover turbinas de vapor.

El agua calentada o vapor se levanta de la superficie del agua, se vaporiza y es colectada en una o varias cámaras o tambores. El tamaño del tambor determina la capacidad de producción de vapor. En la parte superior del tambor de vapor se encuentra la salida o el llamado "cabezal de vapor", desde donde el vapor es conducido por tuberías a los puntos de uso.

En la parte superior del hogar mecánico se encuentra una chimenea de metal o de ladrillo, la cual conduce hacia fuera los productos de la combustión como

Capítulo 1. Fundamentación teórica

gases. En el fondo de la caldera, normalmente opuesto del hogar mecánico, se encuentra una válvula de salida llamada "purga de fondo". Por esta válvula salen del sistema la mayoría del polvo, lodos y otras sustancias no deseadas, que son purgadas de la caldera.

El agua de alimentación es enviada desde el deareador con las bombas GP-1A o las bombas P-2A y P-2B (Figura 1.5), a una temperatura de 100 °C hasta 120 °C con el deareador D-1 y hasta 104 °C el deareador D-2 y una presión de 21,1 kgf/cm² y 25 kgf/cm² hacia el domo superior de cada caldera por debajo del nivel del agua, y desciende por la pared lateral de agua hacia el domo inferior. El vapor formado dentro de los tubos asciende al domo y abandona a este a la temperatura de saturación del vapor y una presión de hasta 17,6 kgf/cm². Estas calderas americanas son de circulación natural, o sea la circulación está basada en diferencia de la densidad del agua y la mezcla agua vapor y están diseñadas para producir 20 t/h.

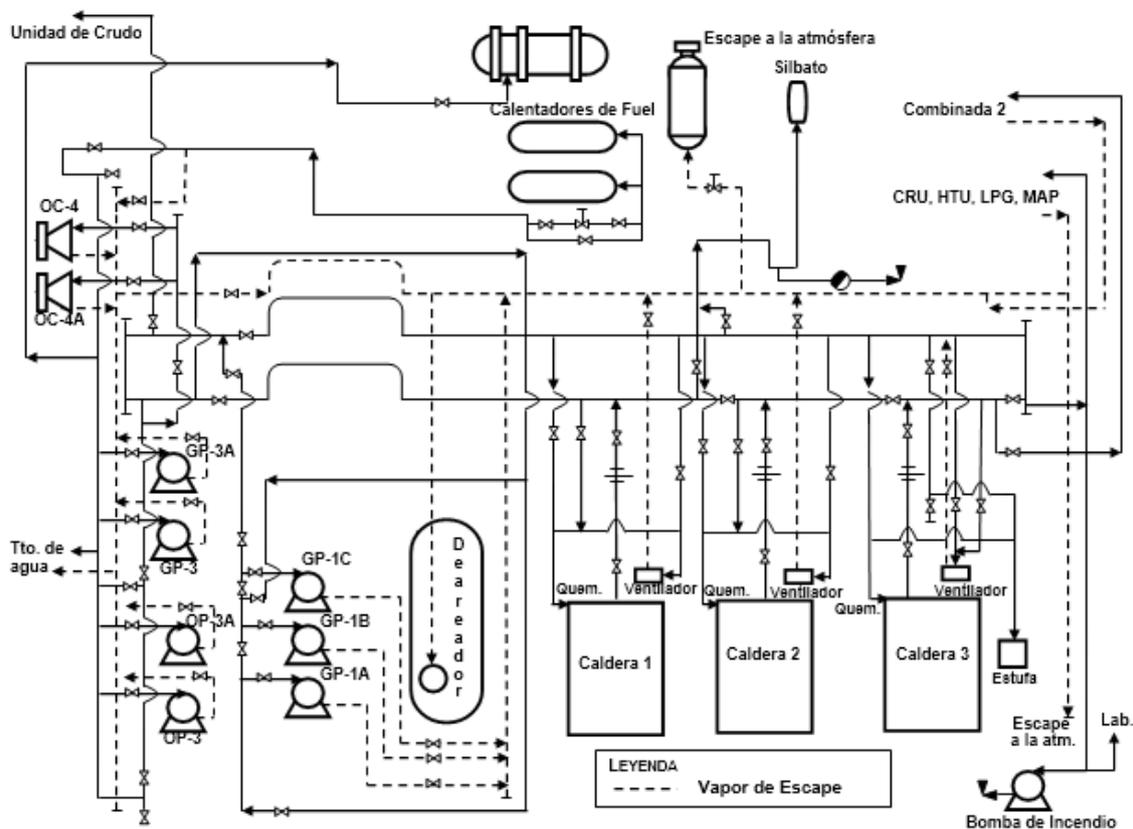


Figura 1.5. Sistema de Generación de Vapor

Capítulo 1. Fundamentación teórica

Cada caldera está equipada con quemadores tipo John Zink CP-20, utilizando vapor vivo para la atomización. El quemador que no esté en operación es retirado en esos momentos para que no sea afectado por la llama. La presión para los quemadores de las calderas americanas es de (2,1-2,5) kgf/cm² y vapor saturado a presión (5,6-6,3) kgf/cm², esto es para lograr una buena atomización. El aire necesario para la combustión se suministra por un ventilador de tiro forzado y este ventilador es movido por una turbina de vapor.

1.4 Estado actual de la instrumentación y control de las calderas.

El sistema de generación de vapor de las calderas en la refinería está en una situación particular, puesto que hay dos calderas que presentan un sistema de instrumentación y control que consiste en un ordenador con el sistema supervisor EROS que se comunica con 6 reguladores CD 600 del fabricante SMART a través de una interfaz RS232/485 y a estos reguladores se conectan todos los instrumentos de campo.

El mencionado sistema posee cinco años de explotación, por lo que ha ido sufriendo el inevitable deterioro del equipamiento que lo conforma. En la actualidad no se pueden ejecutar ninguna de las funciones de los CD600 a través del EROS (cambio de la consigna y ajuste de los parámetros de los reguladores, apertura y cierre manual de las válvulas); solo permite (aunque no de forma óptima) el registro y visualización de las mediciones y alarmas del proceso.

Hace más de dos años los instrumentistas se vieron en la necesidad de retirar los CD 600 que estaban en funcionamiento con la Caldera 2 (estos incluían además algunos lazos generales) debido a la rotura de las botoneras de sus paneles frontales; lo cual lógicamente impedía la correcta manipulación de estos equipos y por tanto el control de la caldera. Como solución a este problema se sustituyeron los mencionados reguladores por varios reguladores SIPART DR de SIEMENS, los cuales en el pasado conformaron el sistema de supervisión y control de la URC (Unidad de Reformación Catalítica).

Además se encuentra en las unidades de HTU, CRU y UVA un sistema de control y supervisión utilizando SIEMENS con SIMATIC PCS 7 instalado recientemente.

1.5 Introducción al sistema de control SIMATIC PCS 7.

Capítulo 1. Fundamentación teórica

La necesidad de la automatización en la industria de procesos es inmensa. Todo ello con el agravante de que las instalaciones suelen cubrir una superficie muy extensa, especialmente en la industria del agua y el gas y, desde luego, en el sector del petróleo; Es ahí justamente donde se prueba la eficacia de los protocolos de telecontrol para integrar en el sistema de control distribuido las estaciones que funcionan repartidas por extensas superficies.

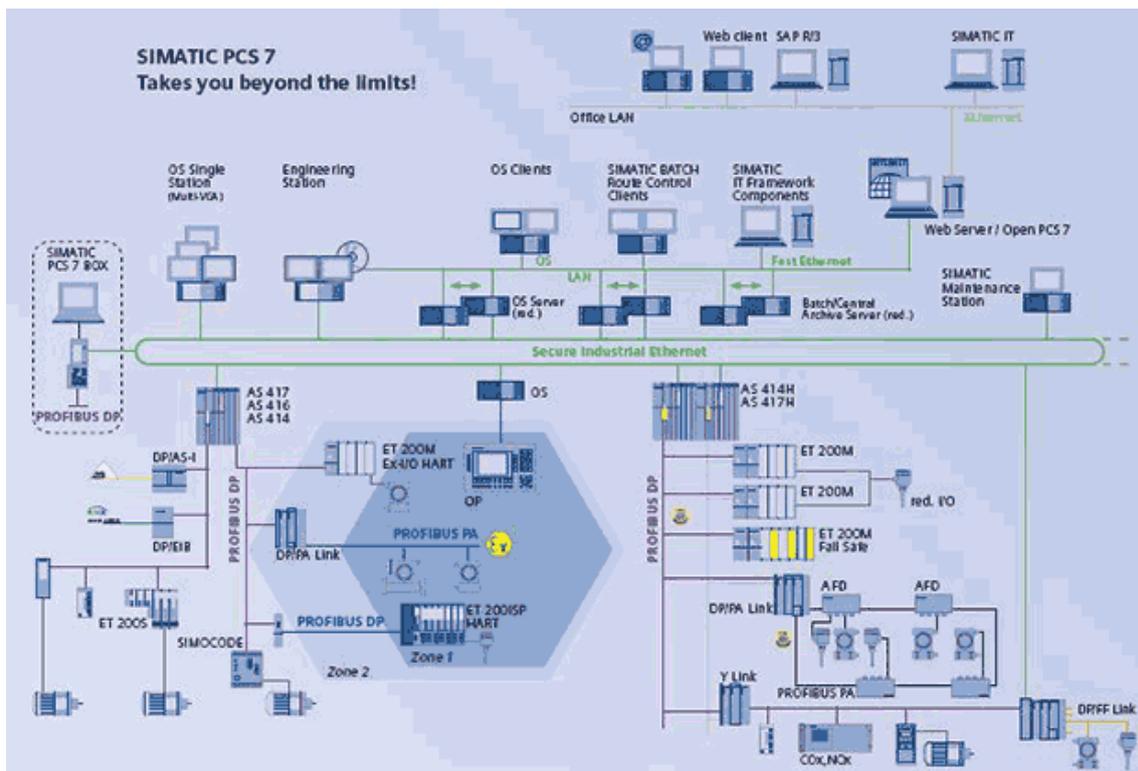


Figura 1.6. Sistema SIMATIC PCS 7

La Refinería “Hermanos Díaz” cuenta con dos plantas (combinadas) que poseen varias unidades alejadas unas de otras. De todas estas unidades solo la CRU, UVA y HTU poseen el sistema de control de procesos SIMATIC PCS 7, que cuenta con varias ventajas a la hora de la integración, optimización y fiabilidad de varios procesos.

SIMATIC PCS7 es el Sistema de Control de Procesos en Automatización Completamente Integrada. Ofrece soluciones de automatización uniforme y homogénea para todos los sectores donde se quiera utilizar (Figura 1.6), en este caso, la HTU se encuentra totalmente automatizada utilizando este sistema desde el 2007, el mismo cuenta con una arquitectura basada en protocolos de

Capítulo 1. Fundamentación teórica

comunicación de campo PROFIBUS DP y PA, PLC S7-300, S7-400 y S7-1200, módulos de comunicación todos de SIEMENS [1].

SIMATIC PCS 7 reúne en una sala de control la automatización de instalaciones centrales con el monitoreo de secciones de proceso descentralizadas.

Las ventajas son evidentes:

- Interfaz común de operador
- Gestión de datos cómoda y sencilla
- Ingeniería homogénea

SIMATIC soporta las nuevas tecnologías comunicativas basadas en Internet por lo que se ha llegado a la conclusión de realizar varios proyectos en las dos combinadas para las unidades que aún no se ha instalado este sistema de control.

1.6 Norma de Seguridad ATEX.

Aunque el refinamiento de petróleo es necesario para el continuo funcionamiento de la sociedad, el proceso de refinamiento es potencialmente peligroso. Para garantizar la seguridad de los trabajadores de las refinerías de petróleo, del público y del medio ambiente la selección de la correcta instrumentación para evitar el incendio de las zonas es fundamental, por lo que la clasificación por zonas ha sido utilizada para determinar el nivel de seguridad necesario para el material eléctrico instalado en ambientes explosivos de gas y vapores.

La Directiva ATEX, surgida y aplicable en la Unión Europea, describe qué tipo de equipamiento y ambiente es permitido para el trabajo en una Atmósfera Explosiva. Recibe el nombre de ATEX por la directiva 94/9/EC Francesa: *Appareils destinés à être utilisés en **AT**mosphères **EX**plosives.*

En la Unión Europea cada año se producen más de 2000 explosiones de polvo o gas como consecuencia de su almacenamiento, manipulación y elaboración con materiales combustibles.

El riesgo de explosión, ya sea debida a gases/vapores inflamables o a polvos combustibles se da en los más diversos y variados procesos, afectando a múltiples sectores como pueden ser el agroalimentario, fabricación de muebles

Capítulo 1. Fundamentación teórica

y procesado de maderas, textil, químico, reciclado, energético, biomasa, petroquímico, etc.

En caso de explosión, los trabajadores se hallan en peligro por los efectos de las llamas o presiones incontroladas en forma de radiación térmica, llamaradas, ondas de choque y proyección de cascotes, así como productos de reacción nocivos, y por falta de oxígeno para respirar.

En este marco las Directivas ATEX establecen las medidas necesarias para garantizar la seguridad frente a las explosiones.

A partir de julio del 2003, las empresas que trabajan en áreas con una atmósfera explosiva, deben seguir las directivas para proteger a los empleados de los riesgos de explosión.

Hay dos tipos de directivas ATEX (una para el fabricante y uno para el usuario del equipo).

- El equipo ATEX 95 directiva 94/9/EC. Regula equipos y sistemas de protección cuya intención es para su uso en atmósfera potencialmente explosivas.
- El lugar de trabajo ATEX 137 directiva 99/92/EC. Señala los requerimientos mínimos para la mejora de la protección de la seguridad y salud de los trabajadores expuestos a riesgos derivados de atmósferas explosivas.

1.6.1 Definición de la zona ATEX.

Existen dos grupos distintos correspondientes a dos ambientes particulares, éstos son:

- Grupo I: Material destinado a las minas con grisú.
- Grupo II: Material destinado a lugares sometidos a ambientes explosivos diferentes a las minas con grisú.

Las áreas con riesgo de explosión se clasifican en función de la sustancia tratada o almacenada, ya que para cada uno de ellos, el riesgo de explosión adquiere características propias.

Capítulo 1. *Fundamentación teórica*

- **Zona 0:** Área de trabajo en la que una atmósfera explosiva consistente en una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla está presente de modo permanente, o por un período de tiempo prolongado, o con frecuencia.
- **Zona 1:** Área de trabajo en la que es probable, en condiciones normales de explotación, la formación ocasional de una atmósfera explosiva consistente en una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla.
- **Zona 2:** Área de trabajo en la que no es probable, en condiciones normales de explotación, la formación de una atmósfera explosiva consistente en una mezcla con aire de sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla o en la que, en caso de formarse, dicha atmósfera explosiva sólo permanece durante breves períodos de tiempo.

Existe otra definición clasificada por la temperatura máxima de superficie: es la temperatura más elevada, alcanzada en servicio en las condiciones más desfavorables, por toda parte o superficie de un material eléctrico susceptible de provocar una inflamación de la atmósfera explosiva circundante.

- **Grupo I:** Temperatura $\leq 150^{\circ}\text{C}$ o $\leq 450^{\circ}\text{C}$ según la acumulación de polvo de carbón en el material
- **Grupo II:** Los aparatos deben ser clasificados y marcados,
 - preferentemente con la clase de temperatura (clasificación T),
 - definidos por la temperatura de superficie o,
 - si fuera necesario, limitados a los gases o polvo combustibles específicos para los cuales están previstos (y marcados en consecuencia).

Clases de temperatura

El grupo al que pertenece el equipo es importante desde el punto de vista de la utilización, porque las pruebas de evaluación de la conformidad se realizan en condiciones diferentes. Por tanto, a la hora de utilizar los equipos es necesario respetar el grupo de utilización indicado en el mercado, y cualquier utilización fuera de este ámbito supondrá un uso no previsto por el fabricante en el cual ya no existe certeza de seguridad del equipo.

Capítulo 1. Fundamentación teórica

M1 y **M2** corresponden a equipos a utilizar en minería y diseñados para asegurar un nivel de protección muy alto y alto, respectivamente. Son categorías relativas a equipos del grupo I

Para las categorías asociadas a los equipos del **Grupo II**, a continuación se recogen las definiciones que para las mismas se incluyen en el RD 400/1996, así como sus campos de uso relacionados:

- **Categoría 1:** equipos para utilizar en actividades distintas a la minera y diseñados para asegurar un nivel de protección muy alto. Permanecen seguros en caso de averías extraordinarias.
- **Categoría 2:** equipos para utilizar en actividades distintas a la minera y diseñados para asegurar un nivel de protección alto. Aseguran el nivel de protección en caso de perturbaciones frecuentes y fallos previsibles.
- **Categoría 3:** equipos para utilizar en actividades distintas a la minera y diseñados para asegurar un nivel de protección normal. Aseguran el nivel de protección durante su funcionamiento normal.

1.6.2 Selección de la instrumentación según ATEX.

Conforme a lo recogido en el RD 400/1996, se entenderá por “aparatos” las máquinas, los materiales, los dispositivos fijos o móviles, los órganos de control y la instrumentación, los sistemas de detección y prevención que, solos o combinado, se destinan a la producción, transporte, almacenamiento, medición, regulación, conversión de energía y transformación de materiales y que, por las fuentes potenciales de ignición que los caracterizan, pueden desencadenar una explosión. La estructura característica del mercado de estos elementos es la que se presenta en la figura (Figura 1.7), XXXX, en su caso, es un número de cuatro

Capítulo 1. Fundamentación teórica

dígitos identificativo del organismo notificado de control que intervenga en la fase de control de la fabricación [2].

	Marca "CE"	Nº Org. Not.	Símbolo ATEX	Grupo	Categoría	Símbolo de uso
Aparatos para uso en minería		XXXX		I	M1 M2	
Aparatos para usos industriales distintos a la minería		XXXX		II	1 2 3	G D G/D

Figura. 1.7 Estructura del mercado de instrumentos

Por lo que la instrumentación a escoger en este proyecto debe estar homologada por la norma ATEX independientemente del grupo o categoría que pertenezca debido a que con esta se garantiza la hermeticidad y seguridad de los instrumentos que puedan incendiar el área de calderas.

Conclusiones parciales

En este capítulo se describen las áreas donde es utilizado el vapor generado por las calderas, los diferentes tipos de calderas haciendo especial énfasis en las acuatubulares, además se realizó una descripción del flujo tecnológico de vapor. Luego se aborda una caracterización del estado actual de la instrumentación en el área de calderas, se da a conocer el sistema de control a utilizar, SIMATIC PCS-7. La importancia de la norma ATEX a la hora de trabajar en las diferentes áreas de una industria como la refinería y a la hora de escoger la instrumentación para estos tipos de industria.

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo.

CAPÍTULO 2. INDICADORES Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD MÍNIMOS PARA CALDERAS. SISTEMA DE COMUNICACIÓN DE CAMPO.

Para poder desarrollar una aplicación de control adecuadamente es necesario entender correctamente los objetivos del sistema de control. En el caso de las calderas de vapor existen dos objetivos básicos:

- Hacer que la caldera proporcione un suministro continuo de vapor en las condiciones de presión y temperatura deseadas.
- Operar continuamente la caldera al menor coste de combustibles manteniendo un alto nivel de seguridad. [3]

Por lo que se señala que las variables críticas son nivel en el calderín y presión de vapor a la salida de la caldera y para esto el operador en la planta debe contar con elementos de indicación en el campo y un sistema de alarma.

Indicadores mínimos:

- De nivel de agua
- De presión de vapor (manómetro)

Dispositivos de seguridad mínimos:

- Alarmas

2.1 Dispositivos indicadores.

2.1.1 Manómetros.

Toda caldera debe tener como mínimo un indicador de presión o manómetro instalado en la salida de vapor de la caldera que debe cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Debe ser visible desde los sitios usuales de movimiento del operario de la caldera, tal que garantice su fácil lectura y acceso para revisión o mantenimiento.
- La escala del manómetro (carátula) debe tener graduaciones claramente visibles no menores de 1½ a 3½ veces el valor del ajuste de la válvula de seguridad y debe estar indicada en bares.
- El diámetro del manómetro no debe ser menor de 10 cm.

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

- La conexión del manómetro a la caldera, no debe ser menor de 12,7 mm de diámetro y la tubería de conexión debe tener una válvula de cierre, que permita desconectarlo para su posterior calibración y mantenimiento, y una válvula de drenaje, que permita mantener el punto de conexión libre de depósitos.
- La tubería de conexión al manómetro, debe tener un sifón o equivalente, para hacer sello de agua y prevenir su daño por temperatura de vapor.



Figura 2.1. Manómetro WIKA, tubo de Bourdon, Modelo 110.10

Clase de precisión: 2.5

Rango de medición: 0-1600 bar

El Manómetro WIKA (Figura 2.1) es idóneo en cualquier lugar para la indicación de la presión del proceso con una transmisión simultánea de la señal a un puesto de mando o de control. La combinación de sistema de medición mecánica y procesamiento de señal permite la lectura incluso en caso de una avería de la alimentación de energía, este cumple todas las normativas en relación de la medición de presión de trabajo de depósitos (Anexo 2).

2.1.2 Indicadores de nivel de agua.

Toda caldera de vapor, debe tener uno o más indicadores de vidrio de indicación del nivel de agua y deben cumplir los siguientes requerimientos mínimos:

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

- El diámetro de los tubos que conectan la columna de agua (altura de agua) al control de nivel de la caldera, debe ser mínimo de 25 mm. Únicamente el regulador de nivel de agua, el indicador de presión de vapor y la purga manual pueden estar unidos a la columna estática de agua de la caldera.
- La columna de agua, los indicadores de vidrio, el dispositivo de corte de combustible por bajo nivel y otros dispositivos de control de nivel que se conecten a la caldera, no deben tener válvulas de bloqueo; sin embargo, se permite instalar una válvula de drenaje en cada ángulo recto en la parte baja del indicador, para actividades de limpieza. El tubo de drenaje de la columna de agua, no debe ser menor de 19 mm.
- En las conexiones de presión de vapor descritas anteriormente los dispositivos de control se deben proteger con un sifón o equivalente, para mantener sello y prevenir daño al dispositivo. La conexión de la caldera al control de nivel, no debe ser menor de 6,35 mm. Para tuberías de acero, estas no deben ser menores de 12,7 mm. El mínimo diámetro del sifón debe ser de 6,35 mm.



Figura 2.2 Indicador de nivel VC-1200 Ex

Rango de medición: 0-1200 mm

El Indicador de nivel VC-1200 Ex (Figura 2.2) es apto para ubicarse en zona 1 y 2 para gases o vapores inflamables y para zonas 21 y 22 para polvo combustible (Anexo 3). Es totalmente estanco sin posibilidad de fuga, convirtiéndose en un

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

equipo muy seguro y fiable. Visualización del nivel por seguidor exterior rojo. Realiza la medición del nivel del líquido independientemente de los cambios físicos o químicos, tales como: la formación de espuma, la conductividad, constante dieléctrica, presión, vacío, temperatura, vapor, condensación.

2.2.1 Sistema de Alarmas

El sistema de alarmas lo constituyen dispositivos instalados en las calderas, para informar al operador sobre condiciones anormales de operación que ponen en riesgo la vida de las personas y la seguridad del equipo y sobre las cuales el operador debe tomar acción inmediata.

Toda caldera debe disponer de un sistema de alarmas para notificar el bajo o alto nivel de agua en el calderín y presión alta en la caldera, este sistema debe ser capaz de notificar mediante luz y/o sonido que el sistema ha entrado en un estado de alarma.

Para el sistema de alarma por nivel alto y bajo, se va propone el contacto de alarma KSA (Figura 2.3), que va acoplado al indicador de nivel VC 1200. Es de tipo magnético biestable y va alojado en una caja de poliamida, la cual posee una excelente resistencia en ambientes corrosivos, agresivos, intemperie y a sustancias químicas.



Figura 2.3 Contacto de alarma KSA

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

Es fácilmente regulable al punto de nivel requerido, mediante una pinza de sujeción, en toda la longitud de la escala y es adaptable a ambos lados de la escala del indicador de nivel visual VC-1200.

- **Tensión:** 24-250V AC/DC
- **Intensidad máxima:** 1.3A 24VDC / 0.12A 250VAC
- **Capacidad máxima:** 80W/VA
- **Temperatura de trabajo:** -20 a +280°C
- **Medidas:** 98 x 64 x 34 mm

A este contacto se le acoplará una sirena acústica con faro de luz roja: Bocina-faro BExCS110-05D (Figura 2.4)



Figura 2.4 Bocina-faro BExCS110-05D

Tipo de Corriente	DC
Tensión de Alimentación	24 V dc
Decibelios Mínimos	72dB
Tipo de bombilla	Xenón
Tipo de Avisador Acústico	Electrónico
Efecto de la luz	Intermitente
Decibelios Máximos	110dB
Certificación para atmósferas explosivas ATEX	ATEX, IECEx
Material de la Carcasa	Aluminio para aplicaciones marinas
Temperatura Máxima	+170°C
Temperatura Mínima	-50°C
Serie	BExCS110-05D

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

2.2 Dispositivos de seguridad.

2.3 Sistema de comunicación de campo. Módulos de comunicación.

Los buses de campo se usan en la actualidad de forma prioritaria como un sistema de comunicación para el intercambio de información entre sistemas de automatización y sistemas de campo distribuidos. Miles de pruebas satisfactorias han demostrado de manera impresionante que el uso de la tecnología de los buses de campo puede ahorrar un 40% en costes por cableado, mantenimiento, etc., si se comparan con las tecnologías tradicionales. Solamente se usan dos líneas para transmitir toda la información relevante (es decir, datos de entrada y salida, parámetros, diagnósticos, programas y modos de operación para distintos dispositivos de campo).

2.3.1 Protocolos de comunicación.

PROFIBUS-PA

PROFIBUS-PA conecta los sistemas de automatización y los sistemas de control de procesos con los dispositivos de campo, como son los transmisores de presión, temperatura y nivel. PA puede ser usado como sustituto para la tecnología analógica de 4 a 20 mA. (Figura 2.5)

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

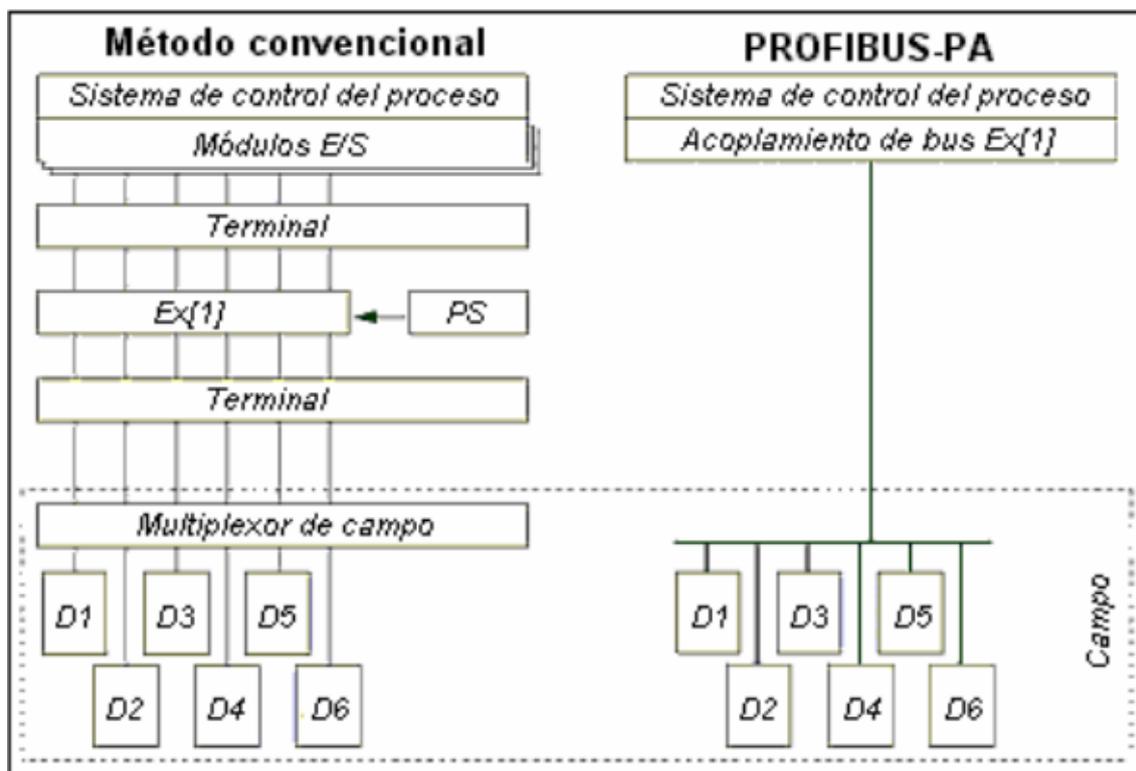


Figura 2.5. Técnica de transmisión

Cuando se usa el método convencional de cableado, cada línea individual de señal debe estar conectada al módulo E/S (Entrada/Salida) del sistema de control del proceso. Para cada aparato se requiere una fuente de energía distinta. Como contraste, cuando se usa PROFIBUS- PA, sólo se necesita una línea de dos cables para transmitir toda la información y la energía a los dispositivos de campo. Esto no solo produce ahorro en el cableado, sino que reduce el número de módulos E/S requeridos en los sistemas de control de procesos. PROFIBUS-PA permite medir, controlar y regular mediante una línea simple de dos cables. También permite la alimentación de los dispositivos de campo incluso en áreas intrínsecas de seguridad. Permite el mantenimiento y la conexión/desconexión de los aparatos durante la operación sin afectar a otras estaciones, incluso en áreas potenciales de explosión.

PROFIBUS-DP

PROFIBUS- DP está diseñado para la comunicación de datos a alta velocidad a nivel de dispositivo. Los controladores centrales (PLCs/PCs) se comunican con

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

los dispositivos de campo distribuidos por medio de un enlace serie de alta velocidad. Además de las funciones cíclicas, se requieren otras de tipo acíclico para dispositivos de campo inteligentes para permitir la configuración, diagnóstico y manejo de alarmas.

PROFIBUS DP permite sistemas monoamo y multiamo. Esto proporciona un alto grado de flexibilidad durante la configuración del sistema, pudiendo conectar hasta 126 dispositivos (maestros o esclavos) en un bus. La descripción de la configuración del sistema consiste en el número de estaciones, la asignación entre la dirección de la estación y las direcciones de las entradas/salidas, el formato de los datos de entrada/salida, el formato de los mensajes de diagnóstico y los parámetros del bus usados. [4]

2.3.2 Módulos de comunicación.

Acoplador DP-PA.

El acoplador DP/PA (Figura 2.6) es el elemento de unión físico entre PROFIBUS DP y PROFIBUS PA. En funcionamiento *stand-alone* permite acceder fácilmente a los equipos de campo PA vía PROFIBUS DP. Para ello no se requieren componentes adicionales. Además, el acoplador DP/PA se utiliza para tareas de acoplamiento más complejas en el Enlace DP/PA. Además de la versión normal del acoplador DP/PA también está disponible una variante para la conexión de equipos de campo PA en zonas con peligro de explosión.

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.



Figura 2.6 Acoplador DP-PA

El enlace DP/PA (DP/PA-Link).

El DP/PA-Link (Figura 2.7) se compone de uno o dos módulos interfaz IM 153-2 y de uno hasta cinco acopladores DP/PA que se interconectan o bien a través de conectores de bus pasivos, o bien a través de módulos de bus (Anexo 7). El DP/PA-Link constituye una transición de red (*router*) entre un sistema maestro PROFIBUS DP y PROFIBUS PA. Gracias al IM 153-2, ambos sistemas de bus están desacoplados uno de otro tanto físicamente (galvánicamente) como desde el punto de vista de los protocolos y tiempos. Utilizando dos módulos interfaz IM 153-2 es posible conectar todo el sistema maestro de nivel inferior PROFIBUS PA en calidad de periferia conmutada a un sistema maestro DP de un S7-400. Para ello el montaje se realiza con módulos de bus (Anexo 7).



Figura 2.7 DP/PA-Link.

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

Módulo de Interfaz IM 153-2

Este módulo de interfaz se necesita para conectar la ET200 al bus de campo Profibus DP (Figura 2.8).



Figura 2.8 Modulo de Interfaz IM-153-2

El IM153-2 High Feature responde a mayores requisitos en la automatización manufacturera, como por ejemplo, el uso de sistemas de seguridad (línea F) o alto rendimiento en operación isócrona. Este IM también está predestinado para el uso con PCS7 en el ámbito de aplicaciones de control de procesos. Este IM puede utilizarse por ejemplo de forma redundante y soporta típicas funciones necesarias en el ámbito del control de procesos. Entre ellas, por ejemplo, la sincronización horaria o la etiqueta de hora/fecha con una precisión de hasta 1ms.

El IM 153-2 está concebido para los siguientes casos de aplicación:

- Funcionamiento en el DP/PA-Link.
 - en un sistema maestro DP no redundante
 - en un sistema maestro DP redundante, p. ej. en un S7-400H
- Funcionamiento en el Y-Link de un sistema maestro DP redundante, p. ej. en un S7-400.

Capítulo 2. Indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para calderas. Sistema de comunicación de campo. Protocolo de comunicación.

Como características principales tiene que todas las velocidades de transmisión son de 9,6 kBd hasta 12 MBd para el sistema maestro DP de nivel superior.

Desde el punto de vista de la seguridad, cuenta con diferentes módulos digitales y analógicos que están disponibles en versiones para atmósferas explosivas. Además los módulos mismos se instalan económicamente en la zona 2, aunque los sensores y actuadores de conexión pueden alcanzar hasta la zona 1. Se emplean, por ejemplo en la industria química y farmacéutica, en plataformas petrolíferas o también en instalaciones manufactureras clásicas. Permiten procesar señales procedentes de la zona Ex 1 con aislamiento galvánico y por canales. Al usar estos módulos en zona no Ex el aislamiento galvánico de canal a canal es de 250 V AC. También existen módulos analógicos aptos para HART.

Conclusiones parciales

En este capítulo se da un breve bosquejo de los indicadores y dispositivos de seguridad mínimos para la correcta supervisión de una caldera. Se da una breve introducción a los protocolos de comunicación que van a ser usados en la propuesta (PROFIBUS DP y PA) y a los módulos que serán utilizados.

CAPITULO 3. PROPUESTA DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE CALDERAS.

El sistema de control de una caldera es la herramienta mediante la cual se consiguen los equilibrios de masa y de energía de la misma ante las variaciones en la demanda de los consumidores. La energía y la masa introducidas en la caldera deben ser reguladas para conseguir las condiciones de salida deseadas. Las medidas de las variables del proceso darán al sistema la información necesaria para ello.

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

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

3.1 Control del nivel de agua de alimentación.

Como se puede observar en la figura 3.1 el agua entra al calderín y, después de absorber en los tubos el calor de la combustión, genera el vapor producido por la caldera.

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

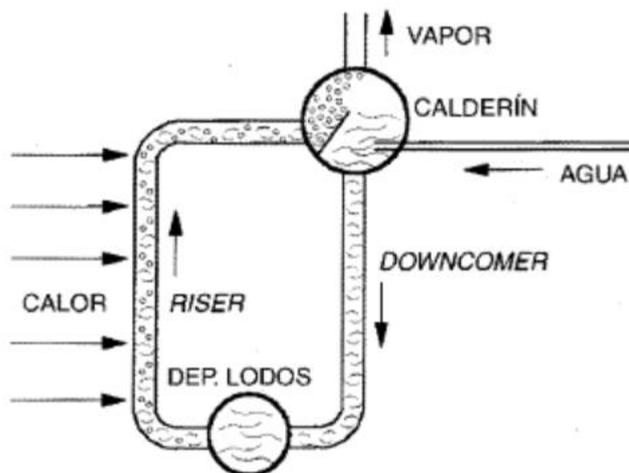


Figura 3.1 Calderas de tubo de agua

En una operación correcta, es necesario que el nivel de agua se mantenga dentro del calderín en una banda alrededor del punto de consigna del controlador que sería el 50%. Una excesiva disminución en el nivel puede dejar vacíos algunos tubos de la caldera, los cuales serán sometidos a un sobrecalentamiento; mientras que con un aumento excesivo en el nivel se puede llegar a la situación peligrosa en la que salga del calderín agua junto con el vapor producido.

El nivel en el calderín es una medida del volumen de agua contenida en el mismo, aunque existen algunas circunstancias que pueden falsear la medida, como se verá a continuación. Para cada carga de la caldera, hay un cierto volumen de agua que se encuentra ocupado por burbujas de vapor.

En los primeros momentos que siguen a un incremento instantáneo de carga, sería de esperar una disminución del nivel en el calderín. Sin embargo se da un proceso interesante de analizar, puesto que disminuye la presión y, como consecuencia, se producen más burbujas, ocasionando un aumento en el volumen de agua, haciendo aumentar el nivel cuando debería disminuir. Este fenómeno se denomina hinchazón o expansión. Por el contrario, ante un aumento de la presión por haber disminuido la carga, el nivel de agua tiende a contraer su volumen, ocasionando el fenómeno de contracción.

Por último, el agua está siempre más fría que el vapor saturado, por lo que parte del vapor producido en los tubos se condensa cuando entra en contacto con el agua en el calderín. Un aumento rápido en el caudal de agua tiende a reducir

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

temporalmente la formación de burbujas en los tubos. Todas estas reacciones tienden a equilibrarse en pocos segundos, pero en los primeros momentos responden en dirección inversa a la correcta.

En base a todo lo anterior, el sistema de control del agua de alimentación necesita responder rápidamente a los cambios de carga para mantener constante la cantidad de agua almacenada.

A veces se hace deseable, por razones económicas, minimizar el tamaño del calderín y aumentar la velocidad del sistema de agua y vapor. Otras veces existen calderas pequeñas con cambios de carga importantes y rápidos. En ambos casos se puede utilizar un sistema de control a tres elementos como el que aparece en la Figura 3.2.

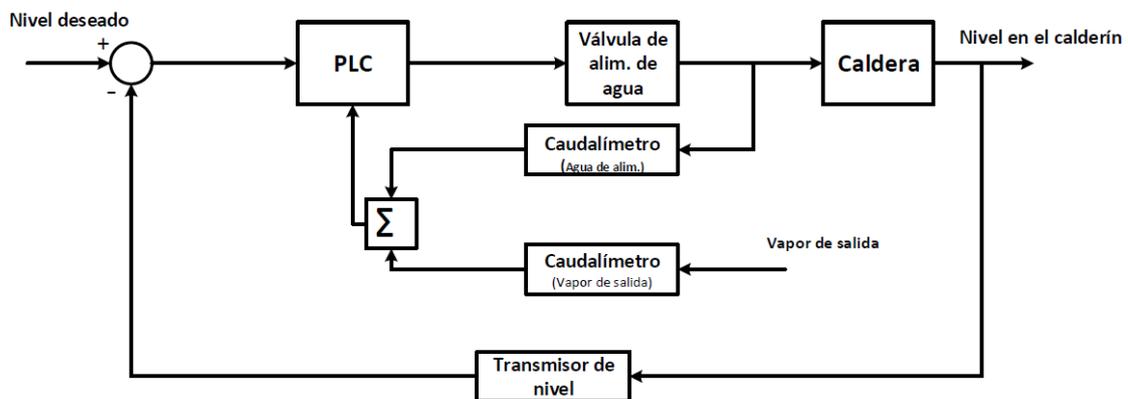


Figura 3.2 Esquema de control de nivel

Este sistema mantiene la entrada de agua igual a la demanda de vapor, utilizando tres variables de proceso, nivel del calderín, caudal de vapor y caudal de agua de alimentación. Desde el punto de vista de cálculo, el comportamiento del vapor y nivel es exactamente igual al descrito en el sistema de dos elementos. La principal diferencia es que la salida del sumador se envía al punto de consigna del controlador de agua, en lugar de enviarlo a la válvula directamente. Por medio del controlador de caudal de agua se compensan las alteraciones que se producen por falta de repetibilidad de la válvula de control, cuando no se mantienen constantes las variables que afectan al agua de alimentación, fundamentalmente la presión en su propio colector. [5]

La medida de caudal de vapor, la cual representa la demanda de carga, se utiliza como señal de adelanto o *feedforward* para fijar el punto de consigna del

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

controlador de caudal de agua. El controlador de nivel tiene la función de reajustar las variaciones producidas por el *sistema feedforward*, por lo que podría ser configurado como controlador con acción proporcional únicamente [6].

3.1.1 Instrumentación.

Sensor de nivel

Los transmisores de nivel por microondas guiadas SITRANS LG (Figura 3.3) miden el nivel, nivel/interface y volumen de líquidos y sólidos a granel. La línea de productos SITRANS LG es insensible a variaciones en el proceso, vapor, temperaturas y presiones extremas.

SITRANS LG270 con configuraciones opcionales para condiciones extremas, adecuado para procesos con temperaturas y presiones elevadas, como: aplicaciones exigentes en el sector químico, HPI y energético, por ejemplo depósitos de gas licuado (LPG), calderas de vapor y columnas de destilación [7].

Características:

- Alta precisión: +/- 2 mm
- Diagnóstico avanzado, con un alto grado de seguridad
- Visualización y ajuste mediante menús ofrecen una gran sencillez de instalación
- Configuración modular posibilita un mantenimiento fácil; sondas opcionales ajustables, sustituibles in situ
- Solución idónea para un amplio rango de aplicaciones, desde el control de niveles de almacenamiento hasta la medición de interface (Anexo 5), con opciones para temperaturas y presiones extremas. [7]



Figura.3.3 SINTRANS LG (de izquierda a derecha: LG240, LG250, LG260, LG270)

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

- **Rango de medida:** 300 mm-75 000 mm (11.81-2 952.75”).
- **Programación:** (Local) Cuatro teclas, entrada de datos guiada por menús, (PC) SIMATIC PDM, AMS, PACTware.
- **Alimentación eléctrica:** (Versión de 2 hilos HART) 9,6 V-35 V DC, (Versión de 4 hilos) 9,6 V-48 V DC, 20-42 V AC, (PROFIBUS PA) 9 V-32 V DC.
- **Homologaciones para atmósferas explosivas:** ATEX, FM, CSA, IECex.
- **Comunicación:** PROFIBUS PA, 4-20 mA., HART

Sensor de caudal

El SITRANS F M MAG 1100 es un sensor de caudal electromagnético en un diseño compacto tipo sándwich diseñado para aplicaciones de caudal en la industria de procesos especialmente en la industria química, petroquímica y centrales eléctricas puesto que permiten una medición muy precisa de los caudales másico y volumétrico de vapores, gases y líquidos y se ofrecen como solución todo en uno con compensación integrada de la temperatura y la presión (Anexo 6).

El SITRANS F M MAG 1100 (Figura 3.4) es un caudalímetro en versión de transmisor simple o dual adecuado para medir vapor industrial, gases, así como líquidos conductivos y no conductivos. Por ejemplo, el vapor (vapor saturado, vapor supercalentado), los gases industriales (aire comprimido, nitrógeno, gases licuados, gases de combustión) y líquidos conductivos y no conductivos (agua desmineralizada, agua de alimentación de la caldera, disolventes, aceite de transferencia de calor). Por lo que se utilizara para medir el vapor de salida de la caldera y el agua de alimentación de la misma.



Figura 3.4. Sensor de caudal SITRANS F M MAG 1100

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

Estos miden caudal en base en la ley de inducción electromagnética de Faraday, según la cual el sensor convierte el caudal en una tensión eléctrica proporcional a la velocidad del mismo. [7]

- **Rango de medida:**
- **Homologaciones para atmósferas explosivas:** ATEX.
- **Comunicación:**, 4-20 mA., HART, PROFIBUS PA

3.2 Control de la combustión.

El control de la combustión es necesario para regular el flujo de combustible y aire del hogar de una caldera. Su objetivo es adecuar las demandas de vapor de la planta con la más alta eficiencia en la combustión. Esto es efectuado generalmente regulando la cantidad de combustible entregado al hogar y asegurando que el correspondiente flujo de aire sea el suficiente para completar la combustión, pero no tan excedido para evitar la pérdida de calor en los gases de chimenea. La importancia de minimizar el exceso de aire es tal, que por cada 1% de reducción de oxígeno en la chimenea, la eficiencia que se gana debido a la reducción de pérdida de calor es aproximadamente 0,5% [8].

De acuerdo con los requerimientos de la NFPA 8502, un sistema de control de combustión debe cumplir, entre otros, con los siguientes requisitos de diseño:

- El control de combustión debe mantener la relación aire-combustible en un rango que asegure una combustión continua y una llama estable en todas las condiciones de operación.
- La demanda de combustible no debe incrementar nunca el caudal de combustible por encima del de aire.

Bajo estas premisas, los objetivos principales del control de combustión son los siguientes [9]:

- Mantener los caudales de aire y combustible de acuerdo con la demanda de carga de la caldera, para entregar al sistema la energía requerida para el suministro del caudal de vapor deseado, manteniendo el equilibrio energético.

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

- Mantener una relación entre los caudales de aire y combustible que asegure que existe oxígeno suficiente para que la combustión se produzca de forma completa y segura.
- Mantener, dentro de los requisitos del punto anterior, un exceso de aire mínimo que permita conseguir los mayores niveles de eficacia posibles.

Existen muchos diseños posibles para el control de la combustión, en gran parte debido a la gran variedad de combustibles que se pueden utilizar en las calderas, cuyo suministro a la caldera se hace mediante válvulas de control que se encuentran ya instaladas en el área de calderas.

Los circuitos de control de la combustión, pueden clasificarse desde el punto de vista del arreglo del circuito en dos tiempos: Sistemas de control en serie (A, B) y en paralelo (C) (Figura 3.5).

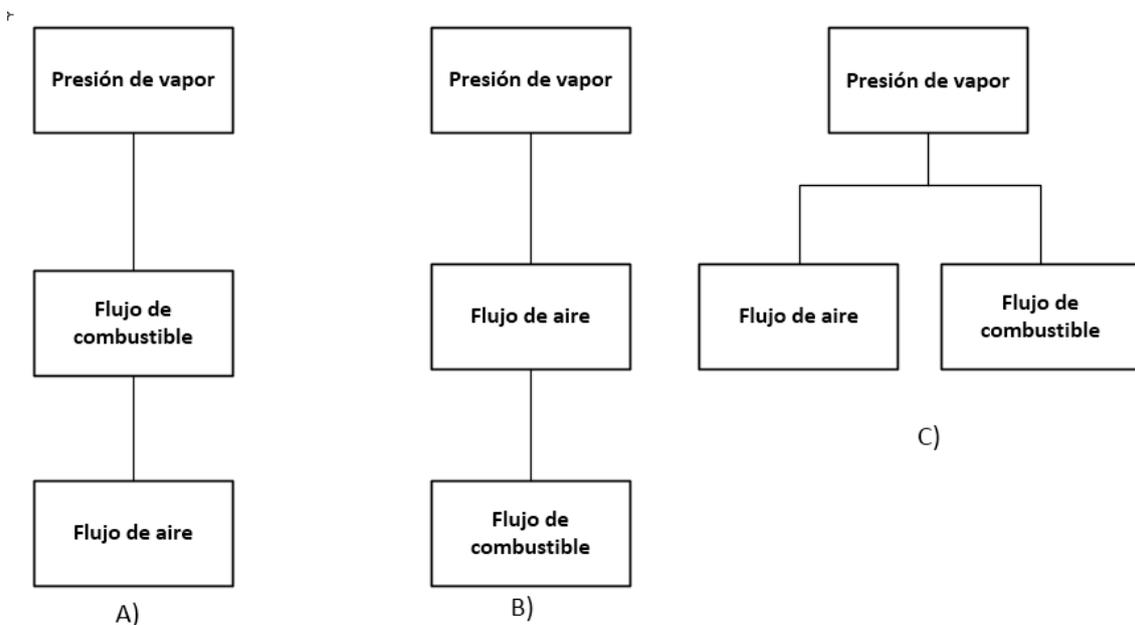


Figura 3.5 Circuitos de control

Caso A

- La señal inicial corresponde a la presión de vapor que controla el flujo de combustible requerido para mantener constante la presión de vapor.
- Se mide el caudal de combustible y de acuerdo con este, se genera una señal que es transmitida al controlador de flujo de aire y afecta el mismo

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

de acuerdo con la señal de flujo de combustible, cualquier fallo del flujo de combustible limitará el flujo de aire.

- Cuando el suministro de combustible es pequeño, este esquema elimina la posibilidad de manejar grandes excesos de aire durante un periodo largo.

Caso B

- Similar al primero excepto que se intercambian en secuencia el flujo de aire y combustible.
- Cualquier cambio en el flujo de aire crea una disminución automática del flujo de combustible hasta el valor equivalente.
- Elimina la posibilidad de formación de una mezcla explosiva en el hogar cuando falla la alimentación de aire y se elimina la necesidad de interrumpir el flujo de combustible.

Caso C

- La señal inicial (la presión de vapor) es transmitida en paralelo a los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, que actúan para los ajustes correspondientes.
- Los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, son calibrados de modo que en concordancia con la señal principal, se alimenta la cantidad adecuada de combustible y aire para mantener la presión y la relación combustible-aire.

En este caso se utilizará el Caso C la señal inicial (la presión de vapor) es transmitida en paralelo a los controladores del alimentado de combustible y flujo de aire, que actúan para los ajustes correspondientes, teniendo una ventaja que se analizan dos señales para el control en vez de una, como en los otros dos casos. Se basa en tomar una señal maestra de la presión del vapor en el domo para gobernar el flujo de combustible, el aire introducido en la cámara de combustión debe ser mayor del estequiométricamente requerido para la combustión (Anexo 1).

Una combustión incompleta, no solo resulta en una operación ineficiente de la caldera, sino que también conspira contra el medio ambiente, la salud humana, la fauna, etc.; por lo que la cantidad de exceso de aire depende del tipo de

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

combustible utilizado, su composición y del equipamiento. Por otra parte, a mayor exceso de aire, mayores resultaran las pérdidas en los gases secos y las pérdidas por humedad del aire. Luego hay que buscar un compromiso y suministrar exactamente el aire en exceso que garantiza una máxima eficiencia de la caldera (mínima pérdida). He ahí la importancia del control de la combustión de manera efectiva y segura [10].

Por lo que se propone un control con limitación cruzada que garantiza que cuando haya que incrementar combustible ello no ocurra hasta que no se haya prudencialmente incrementado antes el aire (Figura 3.7).

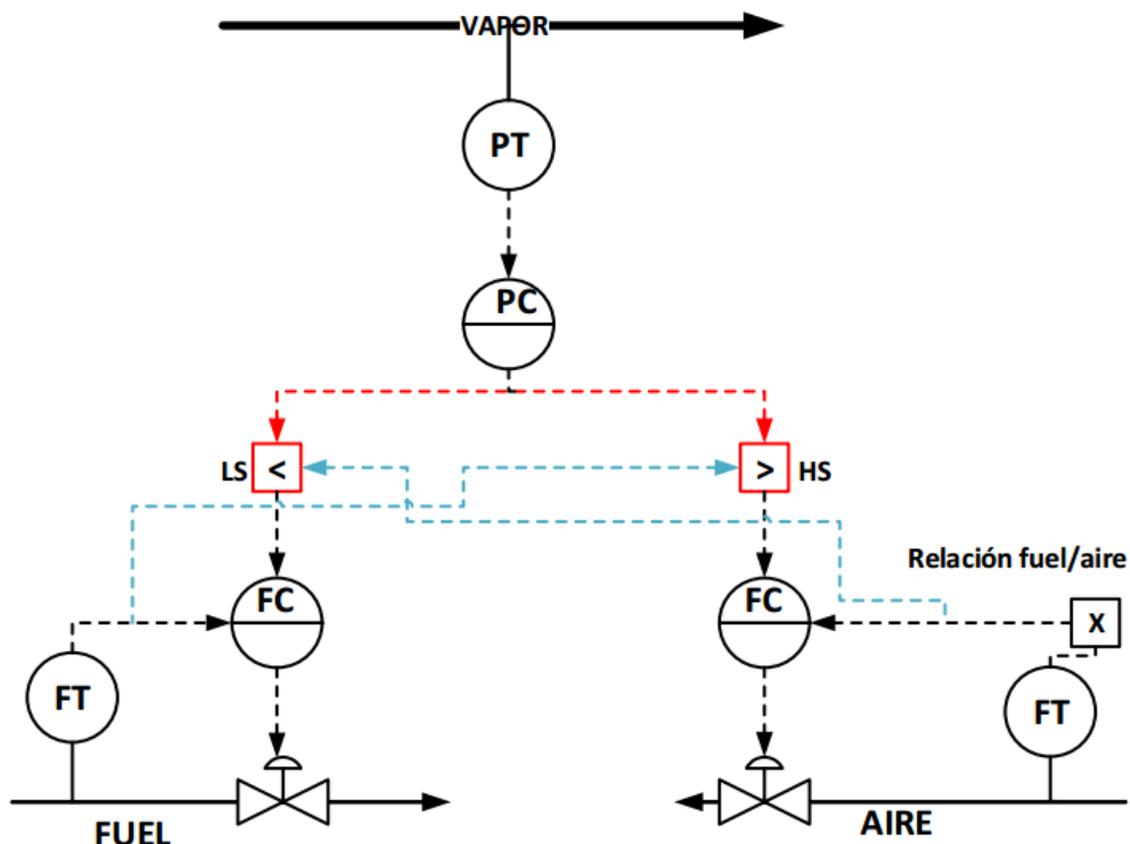


Figura 3.6 Esquema de control de la combustión.

Solamente se añaden dos selectores: de nivel bajo (LS) y nivel alto (HS) que proporcionan un sistema de control de sobrecorrida que protege al proceso contra las condiciones inseguras vistas. Estos selectores son especies de *switch* (interruptores) que deciden cual dispositivo es el que sitúa la referencia de los controladores.

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

Con este sistema se evita que se encuentre demasiada concentración de O₂ en la mezcla, previniendo que se almacene combustible dentro y al incrementarse el O₂ se produzca una explosión; también a cada cantidad de energía demandada corresponde una cantidad de aire establecida por la relación aire/combustible, teniendo la ventaja de ser simple, económico y rápido de respuesta. El principal inconveniente radica en que la relación entre el aire y la energía demandada no es una variable medida, dependiendo de parámetros tales como las características del combustible, variaciones de presión y temperatura del combustible, condiciones atmosféricas, etc. Si estas condiciones no se mantienen constantes, la relación aire/energía óptima variará significativamente.

3.2.1 Instrumentación.

Los posicionadores electroneumáticos SIPART PS2 (Figura 3.7) se utilizan para regular la posición de las válvulas mediante actuador lineal o de giro. Con entradas de función adicionales es posible activar el bloqueo o una posición de seguridad de la válvula. El equipamiento estándar del aparato básico incluye una entrada binaria para esta función. Este es usado para accionar todas las válvulas que intervienen en los diferentes procesos.



Figura 3.7 Posicionador electroneumático en caja Makrolon SIPART PS2

Una de las ventajas de SIPART PS2 consiste en su consumo de aire extremadamente bajo. En los posicionadores convencionales, las pérdidas de aire habituales suelen costar mucho dinero (Anexo 4). Gracias a la moderna

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

tecnología piezoeléctrica, SIPART PS2 sólo consume aire cuando es necesario, amortizándose en un tiempo mínimo.

El SIPART PS2 dispone de diversas funciones de vigilancia que permiten detectar cambios en el actuador y en la válvula, y, dado el caso, señalarlos cuando superan unos límites predefinibles. Esta información puede ser muy valiosa a efectos del diagnóstico del actuador o de la válvula. Entre los datos de medida calculados y vigilados (cuyos límites pueden ajustarse en parte) figuran, entre otros:

- Contador de alarmas
- Zona muerta adaptativa
- Posición de final de carrera de la válvula (p. ej. para detectar el desgaste del asiento o sedimentaciones en ella)
- Horas de funcionamiento (también por clases de temperatura y de ajuste) así como temperatura mín/máx.
- Número de maniobras de las válvulas piezoeléctricas
- Tiempo de posicionamiento de la válvula
- Fugas en el actuador

El posicionador electroneumático SIPART PS2 está equipado con funciones de vigilancia adicionales. Los mensajes de estado derivados señalizan los fallos pendientes de la válvula en base a un escalonamiento gradual, en forma de "señales de semáforo" representadas por el símbolo de una llave de tuercas en los colores verde, amarillo y rojo (en SIMATIC PDM y en la *Maintenance Station*):

- necesidad de mantenimiento (llave de tuercas verde)
- solicitud de mantenimiento urgente (llave de tuercas amarilla)
- la válvula ha fallado o va a fallar dentro de poco (llave de tuercas roja)

Así es posible tomar las medidas adecuadas ya antes de que se presente un fallo serio de la válvula o del actuador, lo que ayuda a evitar paradas del sistema. La señalización a tiempo del mensaje del fallo, como por ejemplo la rotura inicial de la membrana del actuador o mayor rozamiento de la válvula, le permite al operador obtener en todo momento una perfecta seguridad del sistema, tomando las medidas de mantenimiento adecuadas. Esta jerarquía de alarmas de tres niveles también permite reconocer y señalar el rozamiento en reposo de un

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

prensaestopas, el desgaste del cono o asiento de una válvula y sedimentaciones o adhesiones en una guarnición.

Las señalizaciones de los fallos pueden transmitirse tanto en forma conducida por las salidas de alarmas del posicionador (máx. 3 unidades), como por comunicación por los interfaces HART o bus de campo. A la vez, las variantes HART, PROFIBUS y FF de SIPART PS2 ofrecen la posibilidad de hacer la diferencia entre las señalizaciones de fallos de averías y de representar la tendencia, además de la función de histograma de todas las variables del proceso con respecto a la válvula. [7]

Tensión de bus: 9-32 V

Transmisor de presión SITRANS P DS III:

Los transmisores SITRANS P DS III (Figura 3.8) son transmisores de presión digitales que ofrecen un amplio confort y alta precisión. La parametrización se realiza con teclas integradas, vía HART o interfaz PROFIBUSPA o FOUNDATION Fieldbus



Figura 3.8 Transmisor de presión SITRANS P DS III

Los transmisores con modo de protección de "Seguridad intrínseca" y "Envoltorio antideflagrante" pueden montarse dentro de zonas con riesgo de explosión (zona 1) o en la zona 0. (ATEX).

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

Posee altos beneficios en lo que respecta a alta calidad y longevidad, gran fiabilidad, incluso en aplicaciones con extremadas sollicitaciones químicas y mecánicas, por ejemplo abrasión, para gases, vapores y líquidos corrosivos y no corrosivos en la industria química, petroquímica, papelera, etc. [7].

El transmisor de presión puede programarse de forma local, usando las 3 teclas integradas, o por HART o a través del interfaz PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus desde el exterior. (Anexo 12)

- **Rango de medición:** 3 a 160 bar (4,3 a 632 psi)
- **Tipo de comunicación:** HART o interfaz PROFIBUS PA o FOUNDATION Fieldbus
- **Homologaciones para atmósferas explosivas:** ATEX, FM, CSA, IECex.

3.3 PLC S7-400

El S7-400 (Figura 3.9) es un autómata programable, consta en esencia de bastidor, fuente de alimentación y CPU. Puede configurarse de forma modular y respetando simples reglas de asignación de *slots*. El S7-400 se caracteriza además por su gran robustez, ya que no requiere ventilador de refrigeración y permite enchufar y desenchufar los módulos de señal bajo tensión. La amplia gama de módulos puede utilizarse para ampliación centralizada o para configurar arquitecturas descentralizadas o distribuidas utilizando estaciones ET200; ello permite ahorrar mucho dinero en la gestión de repuestos.

Mediante una selección adecuada de componentes del S7-400, es posible resolver prácticamente cualquier tarea de automatización. Para ello, las tarjetas del S7-400, modulares y abatibles, se montan en el bastidor. Para ampliar el

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

sistema se dispone de bastidores de ampliación (Anexo 9).



Figura 3.9 PLC S7-400

El sistema de automatización S7-400 reúne todas las ventajas de los sistemas precedentes con las ventajas de un sistema y un software nuevos.

A saber:

- gama de CPU con prestaciones escalonadas
- CPU compatibles ascendentemente
- módulos encapsulados en construcción robusta
- cómodo sistema de conexión en los módulos de señales
- módulos compactos con alta escala de integración
- óptimas posibilidades de comunicación y de interconexión en red
- cómoda integración de sistemas de manejo y visualización
- parametrización por software de todos los módulos
- amplia libertad de selección de slots
- funcionamiento sin ventilador
- modo multiprocesamiento en bastidores no segmentados

Para esta propuesta se escoge la CPU 416-3 y la fuente PS 405:

CPU 416-3:

La CPU 416-3 (Figura 3.10) es una potente CPU de gama alta utilizable en instalaciones de gama superior con requisitos elevados como funciones PROFINET integradas en la CPU 416-3 PN/DP

Las interfaces PROFIBUS DP integradas en la CPU 416-3 permiten una conexión directa con el bus de campo PROFIBUS DP como maestro o también

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

como esclavo, contiene el módulo de interfaz IF 964-DP permite conectar otro sistema maestro DP y posee una interfaz PROFINET integrada de la permite disponer de la funcionalidad de *switch*. Esto conforma la base para proporcionar dos puertos PROFINET accesibles hacia el exterior (Anexo 11). De este modo, aparte de las topologías de red jerárquicas, también se pueden configurar estructuras lineales con los nuevos controladores S7-400.



Figura 3.10 CPU 416-3

- **Memoria central:** 5,6Mbytes.
- **Tensión alimentación:** 24 V DC.
- **Puerto maestro:** MPI/PROFIBUS DP.
- **Programación:** STEP 7 V5.0 SP2 (KOP, FUP, AWL); SCL, CFC, GRAPH, HiGraph
- **Direccionamiento de puerto DP:** 8 KB
- **Canales digitales:** 131072/131072
- **Canales analógicos:** 8192/8192

Fuente de Alimentación PS 405:

El PS 405 (Figura 3.11) es una fuente de alimentación para el SIMATIC S7-400 sirve para transformar tensiones de red AC o DC en las tensiones de 5 V DC y 24 V DC requeridas con una Intensidad de salida 4 A, 10 A y 20 A (Anexo 10).



Figura 3.11 Fuente de alimentación PS 405 (4A, DC 24/48/60V, DC 5V/4A)

Módulos de comunicación

Los módulos de comunicación son elementos opcionales para las CPU S7-400 que permiten adaptarlas a los requisitos respectivos. Para ello las CPU 414-3 y 416-3 disponen de un *slot* libre, la CPU 417 de dos (Anexo 9). Enchufando tales módulos de interface permite instalar líneas DP adicionales, en calidad de maestro o esclavo, cuya funcionalidad equivale a la del puerto integrado.

ET200M

El sistema de periferia modular con protección IP20, especialmente adecuado para tareas de automatización compleja y personalizada.

Consta de un módulo de interfaz PROFIBUS DP o PROFINET IM 153, hasta 8 ó 12 módulos de periferia del sistema de automatización S7-300 (instalación con conectores de bus o con módulos de bus activos) y, en caso necesario, una fuente de alimentación. Los módulos instalables de entradas y salidas analógicas para atmósferas explosivas (Ex) con HART optimizan la ET 200M para aplicaciones de tecnología de procesos. Instalable con sistemas redundantes (S7-400H, S7-400F/FH)

Velocidad de transferencia: de hasta 12 Mbits/s

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

Homologación para atmósferas explosivas: (Ex) cat. 3 para zona 2 según ATEX 100a

El ET200M (Figura 3.12) tiene el mismo diseño constructivo que el autómata programable S7-300 y se compone de IM 153-x y módulos de periferia del S7-300 y S7-400 (Anexo 8).



Figura 3.12 ET 200 M

Al conectar la ET200M a PROFIBUS en un S7-400, la configuración del controlador puede modificarse durante el funcionamiento, de este modo es posible:

- Añadir sistemas de periferia ET200M completos.
- Agregar módulos individuales dentro de una estación.
- Modificar los parámetros de los módulos digitales y analógicos de forma granular por canales.

Los módulos de señales pueden cambiarse durante el funcionamiento, lo que reduce los tiempos de parada (*hot swapping*). Los módulos de E/S de seguridad positiva permiten la integración en instalaciones de seguridad a base de *SIMATIC Safety Integrated*.

3.4 Arquitectura de la propuesta de control.

Desde el punto de vista tecnológico la automatización moderna ha evolucionado a la integración de diferentes tecnologías en redes de automatización industrial, donde coexisten equipamientos de diferentes fabricantes. Con el surgimiento del

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

transistor la automatización actual migró a la utilización de la lógica transistorizada y los microprocesadores, siendo los PLC (Controladores Lógico Programables) y los DCS (Sistemas de Control Distribuido) las tecnologías de automatización más aceptadas en la industria.

En la gama de SIMATIC PCS-7 se encuentra todo lo que se busca para automatización, accionamientos y aparatos de baja tensión, así como software industrial, y desde productos estándar hasta soluciones sectoriales complejas. Unas de estas herramientas es el SIMATIC PDM (Figura 3.13) (*Process Device Manager*) sirve para configurar, parametrizar, poner en marcha, diagnosticar y mantener aparatos de campo (sensores y actuadores) y componentes de campo (E/S remotas, multiplexores, equipos de sala de control, reguladores autónomos).

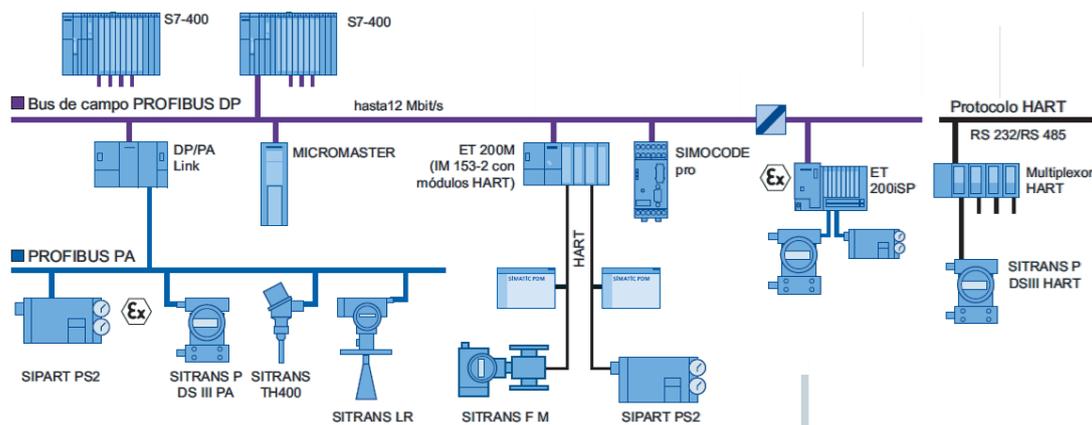


Figura 3.13 Estructura del SIMATIC PDM

El SIMATIC PDM permite procesar más de 1 300 equipos de SIEMENS y de más de 120 fabricantes de todo el mundo, utilizando una única interfaz unitaria del operador. La representación de los parámetros y de las funciones de los aparatos es la misma para todos los aparatos soportados e independientes de su modo de comunicación. Por lo que utilizando este software queda la estructura de la Figura 3.14

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

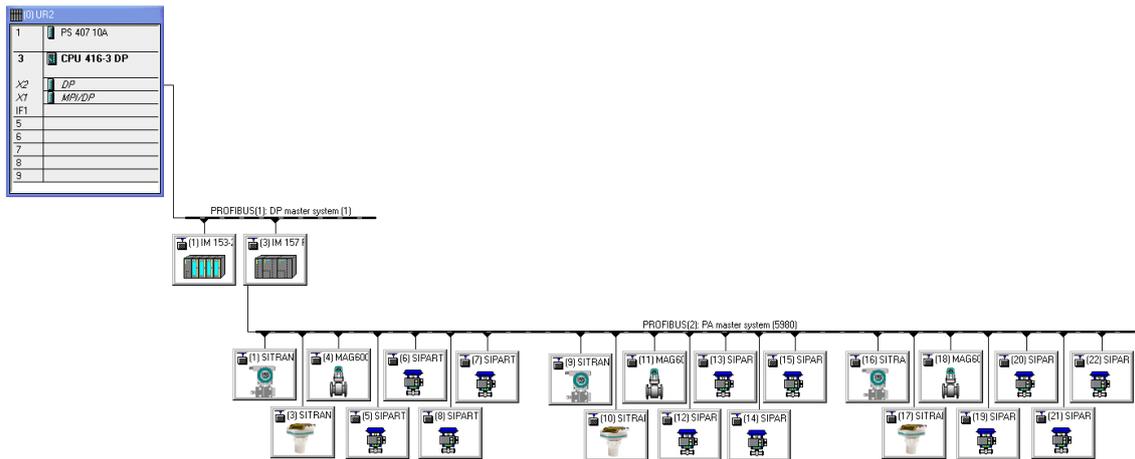


Figura 3.14 Montaje de instrumentación en SIMATIC

En la refinería la jerarquía de comunicaciones es útil ya que la red de una planta está estructurada como se muestra en la Figura 3.15 y el desarrollo de sus actividades está valorado por varios niveles en este caso mostramos dos niveles:

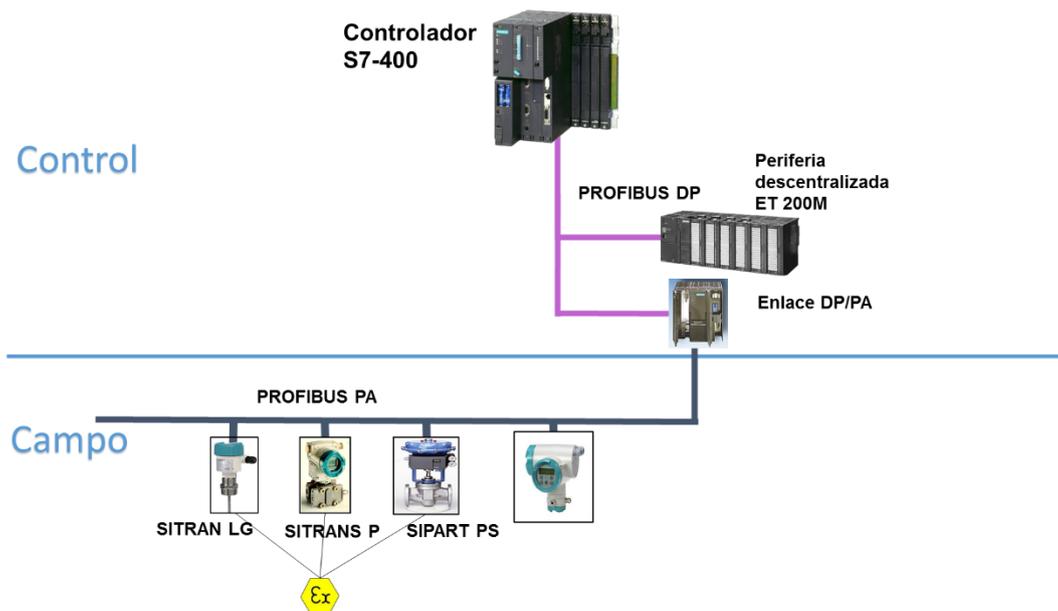


Figura 3.15 Arquitectura de Control

El Nivel de campo:

El nivel de campo comprende los sensores y actuadores que son requeridos para la interacción con el proceso de la planta.

Sensores:

- SINTRANS LG 270 para la medición del nivel en el calderín.

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

- SITRANS FX 300 para la medición del flujo lo mismo de vapor, de agua requeridos en los procesos.

Actuadores:

- Posicionador electroneumático en caja Makrolon SIPART PS2.

El nivel de control:

Al nivel de control llegan las señales provenientes de los sensores ubicados en el campo, las cuales son procesadas para posteriormente generar comandos a los actuadores. Los componentes usuales en este nivel son: Controlador Lógico Programable (PLC, siglas en ingles), los sistemas de control de procesos (PCS, siglas en ingles), y sistemas de control distribuido (DCS, siglas en ingles).

- S7-400 con CPU 416-3 y fuente PS 405.
- ET 200 M sistema de periferia modular para dispositivos de entrada/salida analógicas/digitales.

3.5 Valoración Económica

La implementación de este proyecto representaría para la refinería una gran ventaja en cuanto a seguridad y economía, ya que se llevaría un control eficiente de la combustión que representa un ahorro considerable de fuel. Las acciones de control aumentarían considerablemente su precisión, que significa una mejor productividad de la caldera y en sí de todas las unidades donde interviene el vapor suministrado.

Tabla 1. Listado de Instrumentos y precios

No	Denominación	U	Precio/U (CUC)	Importe (CUC)	Referencia
1	Control y comunicación				
	CPU 416-3	1	2 471.32	2 471.32	6ES7416-3XS07-0AB0
	PS 405	1	646.20	646.20	6ES7405-0DA02-0AA0
	ET 200 M	1	650.00	650.00	6es71532ab010xb0
	Acoplador DP/PA	1	1 072	1 072	6ES7157-0AC83-0XA0

Capítulo 3. Propuesta del sistema de automatización de calderas

2	Sensores				
	Sensor de nivel SITRANS LG	3	1 605	4 815	7ML1300-1AA12 OCA0N
	Sensor de caudal SITRANS F M MAG 1100	6	3 125.25	18 751.50	7ME6110-4EA70-1RB6
	Transmisor de presión SITRANS P DS III	3	1 599,92	4 799.76	7MF4133-4EA70-1RB6
3	Actuadores				
	Posicionador electroneumático SIPART PS2	9	605.33	5 447.70	6DR 5210-0EG00-BA0
	Total			38 653,48	

Esta inversión para implementar la propuesta es costosa pero con las ventajas que promete y teniendo en cuenta que la refinería es una empresa de altos ingresos, este gasto se recuperará en un periodo corto de tiempo.

Conclusiones

CONCLUSIONES

Con el desarrollo de este trabajo se llegaron a las siguientes conclusiones:

1. Se hizo un estudio de la Planta de Fuerza de la Refinería “Hermanos Díaz” para caracterizar el estado actual de la misma.
2. Se seleccionó la instrumentación de campo, atendiendo a la seguridad tanto eléctrica como ambiental y sin riesgos de explosión, además de un protocolo de comunicación acorde al sistema de control a emplear capaz de integrarse a unidades de la refinería.
3. Se propuso un sistema de control (selección de PLC, tarjeta de comunicación) conjunto a una estrategia de control de las variables que se consideraron críticas.

Recomendaciones

RECOMENDACIONES

- Implementar de la propuesta de automatización en las tres calderas de generación de vapor en la Refinería “Hermanos Díaz”.
- Implementar en el control de la combustión un analizador de oxígeno puesto que a relación combustible/aire se hace manual; además de incluir los controles de la temperatura del vapor y la temperatura del combustible.

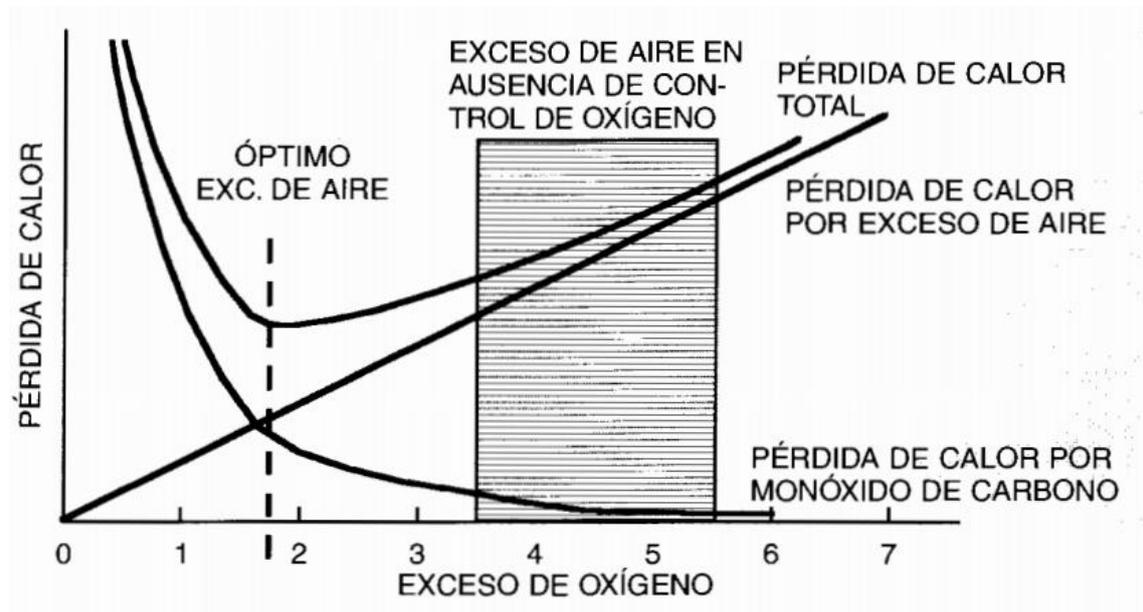
BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Sistema de control de procesos SIMATIC PCS 7 - Siemens," 2013. [Online]. Available: https://w3.siemens.com/.../pcs7/.../simaticpcs7_stpcs7_complete_spanish_2010-02.pdf. [Accessed abril 2016].
- [2] Colectivo de autores, "Atmósferas Explosivas," CEPYME Aragon, junio 2007. [Online]. Available: www.atmosferasexplosivas.com/index.php/zonas-atex. [Accessed mayo 2016].
- [3] J. C. Villajulca, Curso de Control de Calderas, 2011.
- [4] C. d. Autores, Profibus., Alemania,,: Siemens Corporation,, 2006.
- [5] J. A. Sánchez, Control avanzado de procesos, Madrid: Diaz deSantos, 2003.
- [6] K. Ogata, Ingeniería de Control Moderna, Edición Revolucionaria , 1997.
- [7] SIEMENS AG, "www.siemens.com," 2014. [Online]. Available: www.siemens.com/fi01. [Accessed Abril 2016].
- [8] F. G. Shinskey, Process Control Systems, 4ta edición.
- [9] A. d. I. S. Sanz, CONTROL Y SEGURIDADES de CALDERAS, Madrid: Sección Española de ISA, 2000.
- [10] A. y. S. C. Corripio, Principles and Practice of Process Control., Mexico: LIMUSA, S.A. de C.V., 1991.
- [11] SIEMENS AG, "Industry Online Support," 2012. [Online]. Available: <https://support.industry.siemens.com>. [Accessed Mayo 2016].

Anexos

ANEXOS

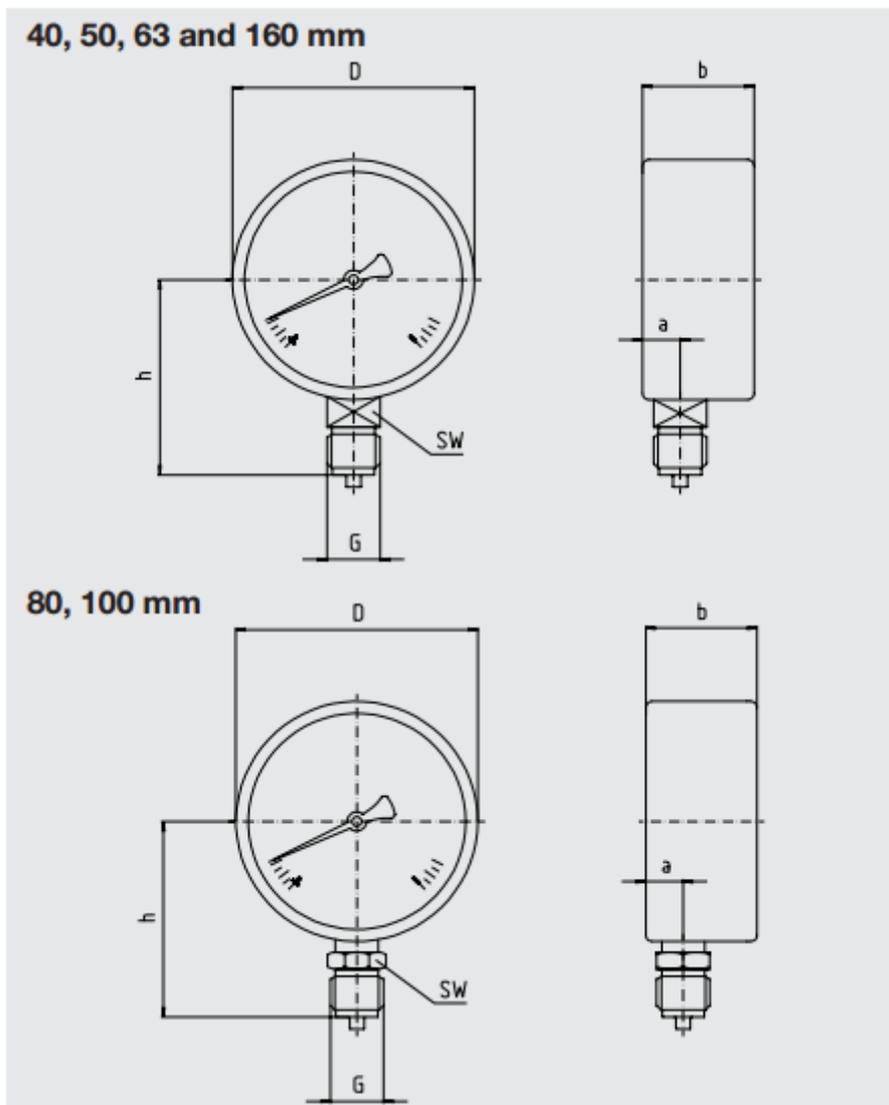
Anexo 1. Relación estequiométrica



Anexos

Anexo 2. Manómetro WIKA.

Dimensiones:



Anexo 3. Indicador de nivel VC-1200 y contacto KSA/KCA

La serie VC, esta formada por un indicador de nivel cuyo tubo interior actúa como vaso comunicante en el depósito y este aloja un flotador que en su interior incorpora un campo magnético. Paralelamente al tubo del indicador de nivel, se sitúa otro tubo de material transparente, que en su interior aloja un flotador seguidor de color rojo, que es arrastrado por el flotador interno. El seguidor visualiza desde el exterior la altura en cm del depósito. Adequados para toda clase de líquidos que no polimericen o contengan sólidos en suspensión, especialmente para productos inflamables ya que por ser totalmente estanco no hay posibilidad de fuga.

Características Técnicas

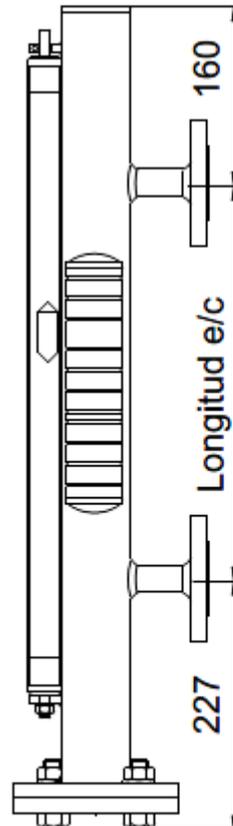
Conexiones	Bridas DIN DN-25 / 1"ASA (Otras bajo demanda)
Longitud	Entre 500 y 8.000mm
Temperatura	-20 a +250 °C
Escalas	En cm, mm o cubicadas
Densidad mínima	0.7 Kg/dm ³
Viscosidad máxima	2.000 CPS
Presión máxima	16 Kg/cm ² (otra bajo demanda)
Protección EX	II 3G EEx c IIC T6

Material VC-1200

	AISI 316L	AISI 304L
Cuerpo	AISI 316L	AISI 304L
Bridas conexión	AISI 316L	AISI 304L
Brida inferior	AISI 316L	AISI 304L
Brida tapa	AISI 316L	AISI 304L
Flotador	AISI 316L	
Conjunto seguidor	PVC transp. / Vidrio	
Escalas	Aluminio + PVC	
Junta	PTFE / Vitón	
Placa característic.	AISI 304L	
Tornillería	AISI 304L	

Accesorios

Valvula purga
Venteo superior
Contactos KSA-KCA
Contactos KSR



Anexos

Los contactos KSA/KCA son de tipo magnético biestable, van alojados en caja de poliamida reforzada con fibra de vidrio, la cual posee una excelente resistencia en ambientes corrosivos, agresivos, intemperie y a sustancias químicas. Es adaptable a ambos lados escala del indicador de nivel visual de la serie VC.

CARACTERISTICAS TECNICAS KSA

TENSION	24-250 V AC/DC
INTENSIDAD MAXIMA	1.3A @ 24VDC
	0.12A @ 250VAC
CAPACIDAD MAXIMA	80 W/VA
CONTACTO TIPO	SPDT - Conmutado
PROTECCION	IP-65
TEMPERATURA TRABAJO	-20 a +80°C
MEDIDA	98 x 64 x 34 mm



CARACTERISTICAS TECNICAS KCA

TENSION	24-250 V AC/DC
INTENSIDAD MAXIMA	4A @ 24VDC
	3A @ 250VAC
CONTACTO TIPO	SPDT - Conmutado
PROTECCION	IP-65
TEMPERATURA TRABAJO	-20 a +80°C
MEDIDA	98 x 64 x 34 mm



Anexo 4. Posicionador electroneumático SIPART PS2

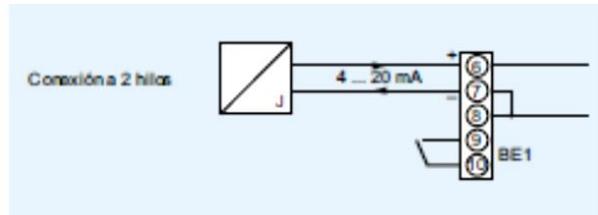
Datos técnicos según norma Atex:

	Aparato básico sin protección Ex	Aparato básico con protección Ex d	Aparato básico con protección Ex "ia"	Aparato básico con protección Ex "ic", "nA", "t"
Datos eléctricos				
Alimentación auxiliar bus-circuito (bornes 6/7)	Alimentación por bus			
Tensión de bus	9 ... 32 V	9 ... 32 V	9 ... 24 V	9 ... 32 V
Para conectar a circuitos con los siguientes valores máximos			$U_I = 17,5 \text{ V}$ $I_I = 380 \text{ mA}$ $P_I = 5,32 \text{ W}$	"ic": $U_I = 17,5 \text{ V}$ $I_I = 570 \text{ mA}$
<ul style="list-style-type: none"> Conexión al bus con alimentador FISCO 			$U_I = 24 \text{ V}$ $I_I = 250 \text{ mA}$ $P_I = 1,2 \text{ W}$	"nA"/"t": $U_n \leq 32 \text{ V}$ "ic": $U_I = 32 \text{ V}$
<ul style="list-style-type: none"> Conexión al bus con barrera 			$C_I = \text{despreciable}$	"nA"/"t": $U_n \leq 32 \text{ V}$ "ic": $C_I = \text{despreciable}$
Capacidad interna efectiva C_I	-	-	$C_I = \text{despreciable}$	$C_I = \text{despreciable}$
Inductancia interna efectiva L_I	-	-	$L_I = 8 \mu\text{H}$	$L_I = 8 \mu\text{H}$
Consumo de corriente	11,5 mA ± 10 %			
Corriente adicional de defecto	0 mA			
Desconexión de seguridad activable con puente codificador (bornes 81/82)	aislada galvánicamente del bus-circuito y entrada binaria			
<ul style="list-style-type: none"> Resistencia de entrada 	> 20 kΩ			
<ul style="list-style-type: none"> Estado de señal "0" (desconexión activa) 	0 ... 4,5 V o sin conexión			
<ul style="list-style-type: none"> Estado de señal "1" (desconexión inactiva) 	13 ... 30 V			
Para conectar a fuente de alimentación con los siguientes valores máximos			$U_I = 30 \text{ V}$ $I_I = 100 \text{ mA}$ $P_I = 1 \text{ W}$	"nA": $U_n \leq 30 \text{ V}$ $I_n \leq 100 \text{ mA}$ "ic": $U_I = 30 \text{ V}$ $I_I = 100 \text{ mA}$
Capacidad interna efectiva C_I	-	-	$C_I = \text{despreciable}$	$C_I = \text{despreciable}$
Entrada binaria BE1 para PROFIBUS (bornes 9/10); unida galvánicamente con bus-circuito)	Puenteadas o conexión en el contacto. Solo utilizable para el contacto aislado; carga máx. del contacto < 5 μA a 3 V			
Aislamiento galvánico	<ul style="list-style-type: none"> Para aparato básico sin protección Ex y para aparato básico con Ex d Para aparato básico Ex "ia" 			
<ul style="list-style-type: none"> Para aparato básico Ex "ic", "nA", "t" 	Separación galvánica entre aparato básico y la entrada para la desconexión de seguridad y las salidas de los módulos opcionales El aparato básico y la entrada para la desconexión de seguridad, así como las salidas de los módulos opcionales, son circuitos individuales con seguridad intrínseca.			
Tensión de prueba	840 V DC, 1 s			
Comunicación PROFIBUS PA				
Comunicación	Capas 1 y 2 según PROFIBUS PA, transmisión conforme a IEC 61158-2; función de esclavo, capa 7 (de protocolo) según PROFIBUS DP, norma EN 50170 con funcionalidad PROFIBUS ampliada (todos los datos acíclicos, valor de posición, respuesta y estado también cíclicos)			
Conexiones C2	Se soportan 4 conexiones o enlaces al maestro de la clase 2, disolución automática de la conexión 60 s después de la interrupción de la misma			
Perfil de equipo	PROFIBUS PA perfil B, versión 3.0; más de 150 objetos			
Tiempo de respuesta al telegrama maestro	tipo 10 ms			
Dirección de aparato	126 (estado de suministro)			
Software de parametrización para PC	SIMATIC PDM, soporta todos los objetos del equipo. El software no está incluido en el alcance del suministro.			

Diagramas de circuitos

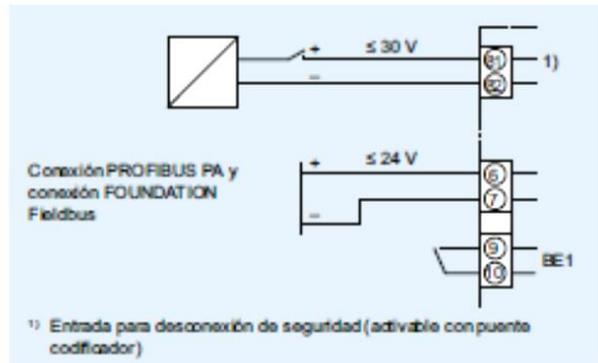
Conexión eléctrica del aparato a 2 hilos (6DR50.. y 6DR51..)

Los aparatos del tipo 6DR50.. y 6DR51.. funcionan en conexión a 2 hilos.



Posicionador electroneumático SIPART PS2, circuito de entrada para los tipos 6DR50.. y 6DR51..

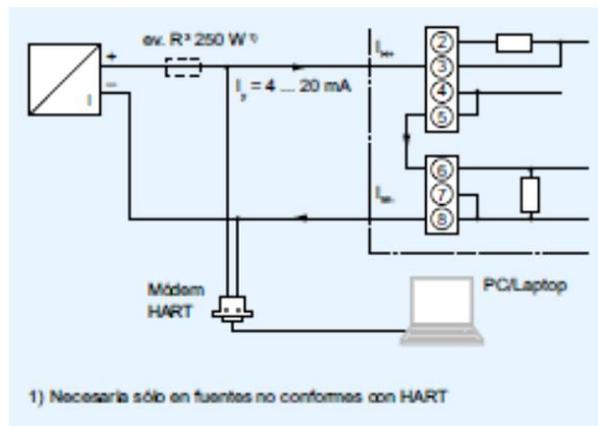
Conexión eléctrica del aparato PROFIBUS PA (6DR55..) y del aparato Foundation Fieldbus (6DR56..)



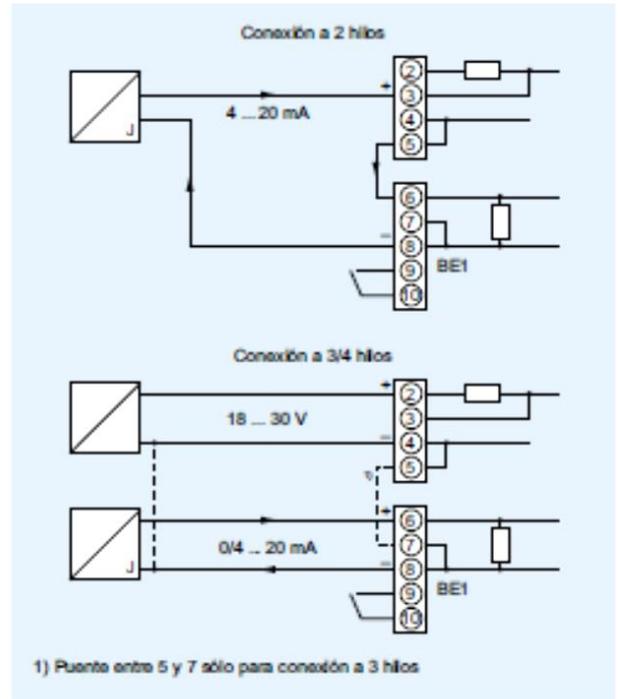
Posicionador electroneumático SIPART PS2 PA y SIPART PS2 FF, circuito de entrada para 6DR55.. y 6DR56..

Conexión eléctrica del equipo a 2, 3 y 4 hilos (6DR52.. y 6DR53..)

Los aparatos del tipo 6DR52.. y 6DR53.. son operativos en conexión a 2, 3 y 4 hilos.



Posicionador electroneumático SIPART PS2, ejemplo de conexión para la comunicación vía HART para el 6DR52..



Posicionador electroneumático SIPART PS2, circuitos de entrada para los tipos 6DR52.. y 6DR53..

Anexo 5. Transmisor de nivel por microondas guiadas SINTRANS LG260

Datos técnicos		Construcción mecánica	
Modo de operación		Peso del instrumento (en función de la conexión a proceso) - para más información, consulte las instrucciones de servicio	
Principio de medida	Medición de nivel por microondas guiadas		Apróx. 0,8 ... 8 kg (0.176 ... 17.64 lb)
Rango de medida	300 ... 75 000 mm (11.81 ... 2 952.75 inch)	Materiales	
Salida		• Caja	
Salida analógica (mA) con señal digital HART	4 ... 20 mA/HART (SIL opcional)	• Caja de plástico PBT (poliéster)	
Rango de salida		• Caja de fundición de aluminio AISI10Mg recubierta de polvo, base: poliéster	
• Analógica		• Caja de acero inoxidable, fundición de precisión 316L	
• Corriente de arranque	Corriente: mínimo 3,8 mA, máximo 20,5 mA	• Caja de acero inoxidable 316L electropulido	
Alarma de diagnóstico	Señal de fallo salida de corriente (ajustable): último valor de medición válido, ≥ 21 mA, $\leq 3,6$ mA	• Tipo 4/NEMA 4, IP65	
Comunicaciones digitales	Compatible HART versión 7 x y multidrop	• Caja de plástico IP66/IP67	
Modbus	Modbus RTU, Modbus ASCII, Levelmaster	• Cajas de aluminio y acero inoxidable IP66/IP68	
PROFIBUS PA		2x M20x1.5 o 2 x 1/2" NPT	
Rendimiento		Grado de protección	
Condiciones de referencia (proceso) según DIN EN 61298-1		• Entrada de cables	
No linealidad		Conexiones al proceso	
• Versión coaxial		• Roscado cilíndrico para tubos (ISO 228 T1)	
• Sondas de varilla única		• Rosca americana cónica para tubos (ASME B1.20.1)	
• Versiones para medición de interfase	Para más información, consulte las instrucciones de servicio	• Versión con brida	
Resolución y repetibilidad	Precisión +/- 2 mm (0.08 inch)	• Condiciones higiénicas	
Precisión		Programación	
• Sondas coaxiales/de varilla/cable	+/- 2 mm (0.08 inch)	Local	
• Versiones para medición de interfase	± 5 mm (0.197 inch) (Nota: desviación típica, medición de interfase)	Comunicador portátil	
Compatibilidad electromagnética (verificar si es necesario)	Para más información, consulte las instrucciones de servicio	PC	
• Tiempo del ciclo de medición	< 500 ms	Alimentación eléctrica	
• Tiempo de respuesta gradual	≤ 3 s	Versión de 2 hilos Hart	
• Efectos de la temperatura	El error de medida que se produce como consecuencia de las condiciones de proceso es inferior al 1 % en el rango de presión y de temperatura dado	Versión de 4 hilos	
Condiciones nominales de aplicación		Modbus	
• Temperatura ambiente (caja)	-40 ... +80 °C (-40 ... +176 °F)	PROFIBUS PA	
• Rango de temperatura indicado en el display LCD	-40 ... +80 °C (-40 ... +176 °F) con calefacción opcional del display	Nota: para más información sobre alimentaciones eléctricas basadas en las opciones solicitadas consulte las instrucciones de servicio	
• Ubicación	Interior/exterior	Certificados y aprobaciones	
• Categoría de instalación	II	Homologaciones para atmósferas explosivas:	
• Grado de contaminación	2	Higiénico	
• Humedad relativa	20 ... 85 %	Protección contra sobrellenado	
Condiciones de medida		Aprobación marítima	
Constante dieléctrica	$dK \geq 1,4$ (depende de la configuración)	ATEX, FM, CSA, IECex	
Rango de temperatura del proceso	-196 ... +450 °C (-321 ... +842 °F)	EHEDG	
Presión en el tanque	-1 ... +400 bar (-100 ... +40 000 kPa)	WHG	
		ABS, CCS, GL	

Anexo 6: Sensor de caudal SITRANS F M MAG 1100

Versión	MAG 1100	Versión	MAG 1100
Diseño	Ver los croquis acotados	Diseño	Ver los croquis acotados
Peso		Peso	
Material		Material	
• Carcasa	Acero inoxidable AISI 316L/1.4404	• Carcasa	Acero inoxidable AISI 316L/1.4404
- MAG 1100		- MAG 1100	
• Caja de bornes		• Caja de bornes	
- Estándar	Poliamida reforzada con fibra de vidrio (no para atmósferas explosivas)	- Estándar	Poliamida reforzada con fibra de vidrio (no para atmósferas explosivas)
- Opcional	Acero inoxidable AISI 316/1.4436	- Opcional	Acero inoxidable AISI 316/1.4436
• Pernos de fijación	Acero inoxidable AISI 304/1.4301, Número y tamaño según EN 1092-1:2001	• Pernos de fijación	Acero inoxidable AISI 304/1.4301, Número y tamaño según EN 1092-1:2001
- Opcional		- Opcional	
• Juntas	EPDM (máx. 150 °C, PN 40 (máx. 302 °F, 600 psi))	• Juntas	EPDM (máx. 150 °C, PN 40 (máx. 302 °F, 600 psi))
- Estándar	• Grafito (máx. 200 °C, PN 40 (máx. 392 °F, 600 psi))	- Estándar	• Grafito (máx. 200 °C, PN 40 (máx. 392 °F, 600 psi))
- Opcional	• PTFE (máx. 130 °C, PN 25 (máx. 266 °F, 300 psi))	- Opcional	• PTFE (máx. 130 °C, PN 25 (máx. 266 °F, 300 psi))
• Adaptadores de conexión de tubos: DN 2, 3, 6 y 10 (1/12", 1/8", 1/4" y 3/8")	• Acero inoxidable AISI 316/1.4436	• Adaptadores de conexión de tubos: DN 2, 3, 6 y 10 (1/12", 1/8", 1/4" y 3/8")	• Acero inoxidable AISI 316/1.4436
	• Hastelloy C22/2.4602		• Hastelloy C22/2.4602
	• PVDF		• PVDF
Revestimiento		Revestimiento	
• MAG 1100 (cerámica)	• DN 2, 3 (1/12", 1/8"): Óxido de circonio (ZrO ₂) (cerámica)	• MAG 1100 (cerámica)	• DN 2, 3 (1/12", 1/8"): Óxido de circonio (ZrO ₂) (cerámica)
• MAG 1100 (PFA)	• DN 6 ... 100 (1/4" ... 4"): Óxido de aluminio Al ₂ O ₃ PFA reforzado (no para atmósferas explosivas)	• MAG 1100 (PFA)	• DN 6 ... 100 (1/4" ... 4"): Óxido de aluminio Al ₂ O ₃ PFA reforzado (no para atmósferas explosivas)
Electrodos		Electrodos	
• MAG 1100 (cerámica)	• DN 10 ... 100 (3/8" ... 4"): Platino con oro/aleación de titanio para soldadura	• MAG 1100 (cerámica)	• DN 10 ... 100 (3/8" ... 4"): Platino con oro/aleación de titanio para soldadura
	• DN 2 ... 6 (1/12" ... 1/4"): Platino		• DN 2 ... 6 (1/12" ... 1/4"): Platino
• MAG 1100 (PFA)	• DN 10 ... 15 (3/8" ... 1/2"): Hastelloy C276/2.4819	• MAG 1100 (PFA)	• DN 10 ... 15 (3/8" ... 1/2"): Hastelloy C276/2.4819
	• DN 25 ... 100 (1" ... 4"): Hastelloy C22/2.4602		• DN 25 ... 100 (1" ... 4"): Hastelloy C22/2.4602
Entradas de cable		Entradas de cable	
	• Montaje separado 2 x M20 o 2 x 1/2" NPT		• Montaje separado 2 x M20 o 2 x 1/2" NPT
	• Montaje compacto		• Montaje compacto
	- MAG 5000/MAG 6000: 4 x M20 o 4 x 1/2" NPT		- MAG 5000/MAG 6000: 4 x M20 o 4 x 1/2" NPT
	- MAG 6000 I: 2 x M25 (para alimentación / salida)		- MAG 6000 I: 2 x M25 (para alimentación / salida)
	- MAG 6000 I Ex de: 2 x M25 (para alimentación/salida)		- MAG 6000 I Ex de: 2 x M25 (para alimentación/salida)
Certificados y homologaciones		Certificados y homologaciones	
Calibración		Calibración	
• Calibración estándar durante la fabricación (predeterminada); el informe de calibración se suministra con el sensor	Cero, 2 x 25 %, 2 x 90 %	• Calibración estándar durante la fabricación (predeterminada); el informe de calibración se suministra con el sensor	Cero, 2 x 25 %, 2 x 90 %
• Calibración especial	Calibración de 5 puntos : 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 % de Q _{max} de fábrica Calibración de 10 puntos : ascendente y descendente al 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 % de Q _{max} de fábrica Calibración de par combinado: predeterminada, 5 puntos o 10 puntos	• Calibración especial	Calibración de 5 puntos : 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 % de Q _{max} de fábrica Calibración de 10 puntos : ascendente y descendente al 20 %, 40 %, 60 %, 80 %, 100 % de Q _{max} de fábrica Calibración de par combinado: predeterminada, 5 puntos o 10 puntos
Cumple con	• DEP 97/23/CE ³⁾ (grupo de fluidos: líquido del grupo de fluidos 1) • CRN (PFA)	Cumple con	• DEP 97/23/CE ³⁾ (grupo de fluidos: líquido del grupo de fluidos 1) • CRN (PFA)
Certificado de materiales según EN 10 204 3.1	Disponible cuando se pide junto con el contador ⁴⁾	Certificado de materiales según EN 10 204 3.1	Disponible cuando se pide junto con el contador ⁴⁾
Homologaciones Ex		Homologaciones Ex	
• MAG 1100 (cerámica)	Sensor ATEX 2G D Ex de ia IIB T3 - T6	• MAG 1100 (cerámica)	Sensor ATEX 2G D Ex de ia IIB T3 - T6
- Sensor para atmósferas explosivas o versión compacta con MAG 6000 I Ex		- Sensor para atmósferas explosivas o versión compacta con MAG 6000 I Ex	
- Sensor con o sin MAG 5000/6000/6000 I	FM clase I, div. 2	- Sensor con o sin MAG 5000/6000/6000 I	FM clase I, div. 2
• MAG 1100 (PFA)	FM clase I, div. 2	• MAG 1100 (PFA)	FM clase I, div. 2
- Sensor con o sin MAG 5000/6000/6000 I		- Sensor con o sin MAG 5000/6000/6000 I	
• Homologación para transacciones con verificación (MAG 5000/6000 CT) ²⁾	• Homologación para agua fría: PTB (Alemania)	• Homologación para transacciones con verificación (MAG 5000/6000 CT) ²⁾	• Homologación para agua fría: PTB (Alemania)
	• Homologación para agua caliente: PTB (Alemania)		• Homologación para agua caliente: PTB (Alemania)
	• Homologación para otros fluidos distintos del agua, OIML R 117 (revestimiento de cerámica) (Dinamarca)		• Homologación para otros fluidos distintos del agua, OIML R 117 (revestimiento de cerámica) (Dinamarca)

¹⁾ Las condiciones dependen también de las características del revestimiento.

²⁾ Con transmisor compacto MAG 5000 CT/6000 CT -20 ... +50 °C (-4 ... 122 °F)

³⁾ Para obtener más información sobre normas y requisitos de la DEP, consulte la página 9/6.

Anexos

Anexo 7. Acoplador DP-PA

Reglas de montaje:

Posición de montaje Los módulos IM 153-2, acoplador DP/PA y acoplador Y se pueden montar tanto en vertical como en horizontal.

Lugar de montaje

El acoplador DP/PA Ex [i] o el DP/PA-Link con acopladores DP/PA Ex [i] se pueden utilizar en las áreas con peligro de explosión de la zona 2, siempre y cuando vayan montados en una carcasa apropiada.

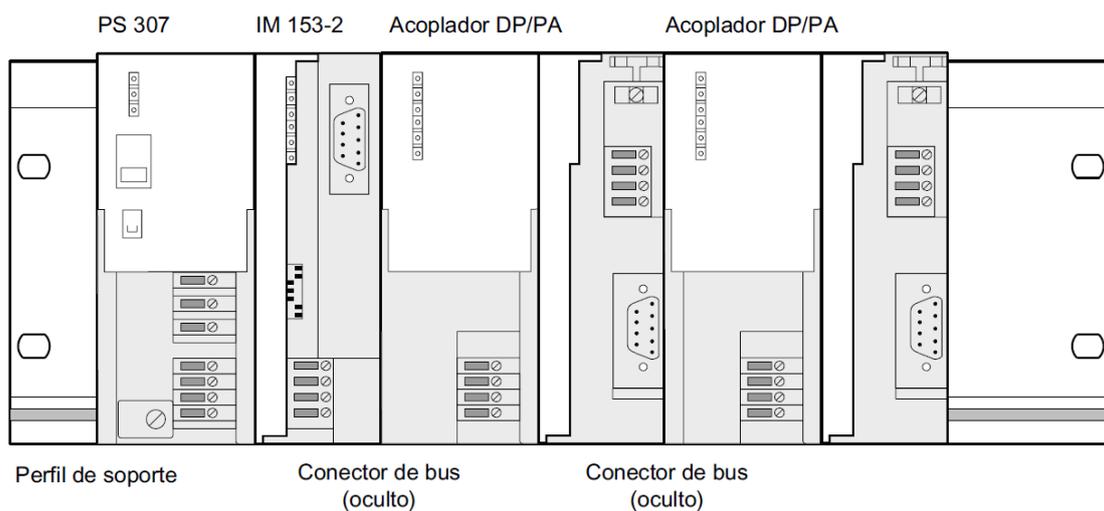
Montaje del DP/PA-Link para el funcionamiento no redundante

Componentes necesarios

- Perfil soporte para la técnica de montaje S7
- IM 153-2
- de 1 a 5 acopladores DP/PA
- Un conector de bus (adjunto) por cada acoplador DP/PA

Configuración típica del DP/PA-Link

La figura siguiente muestra la configuración típica del DP/PA-Link con dos acopladores DP/PA con las puertas frontales abiertas:



Anexos

Anexo 8. ET200M

Montaje

Módulos abiertos

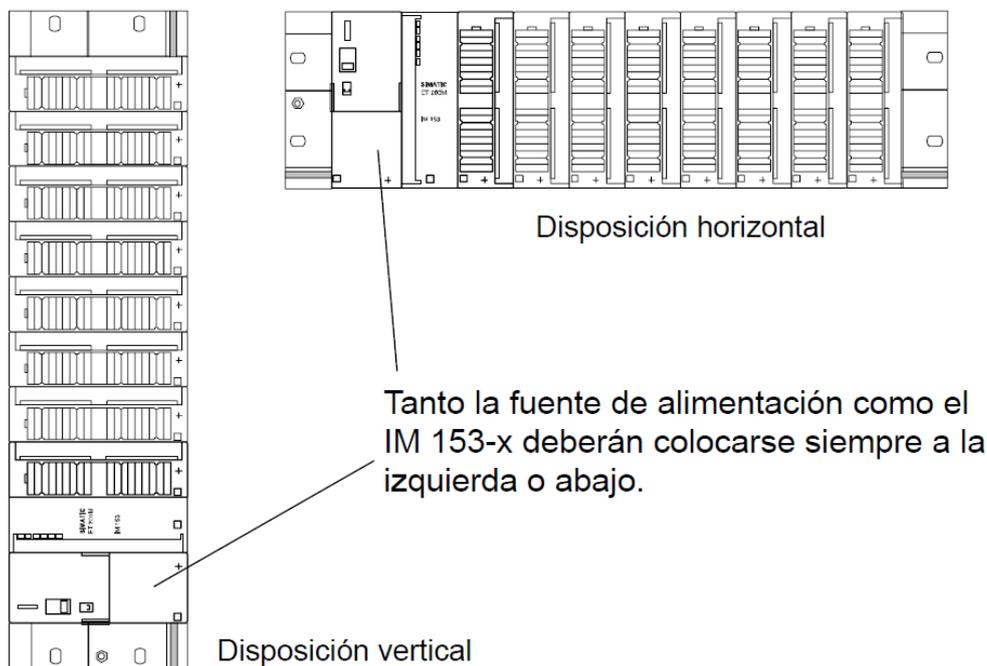
Los módulos del ET 200M son módulos abiertos. Eso significa que el ET 200M sólo se puede montar en carcasas, armarios o en espacios eléctricos. Estos lugares sólo pueden ser accesibles con llave o con una herramienta. A las carcasas, armarios o espacios eléctricos sólo puede acceder personal debidamente autorizado.

El ET 200M se puede montar tanto de forma vertical, como horizontal.

Temperatura ambiental admisible

- Disposición horizontal de 0 a 60 °C
- Disposición vertical de 0 a 40 °C

En el montaje del ET200M con IM 153-2 (*outdoor*) y módulos exteriores, el margen de temperatura indicado se amplía hasta -25 °C.

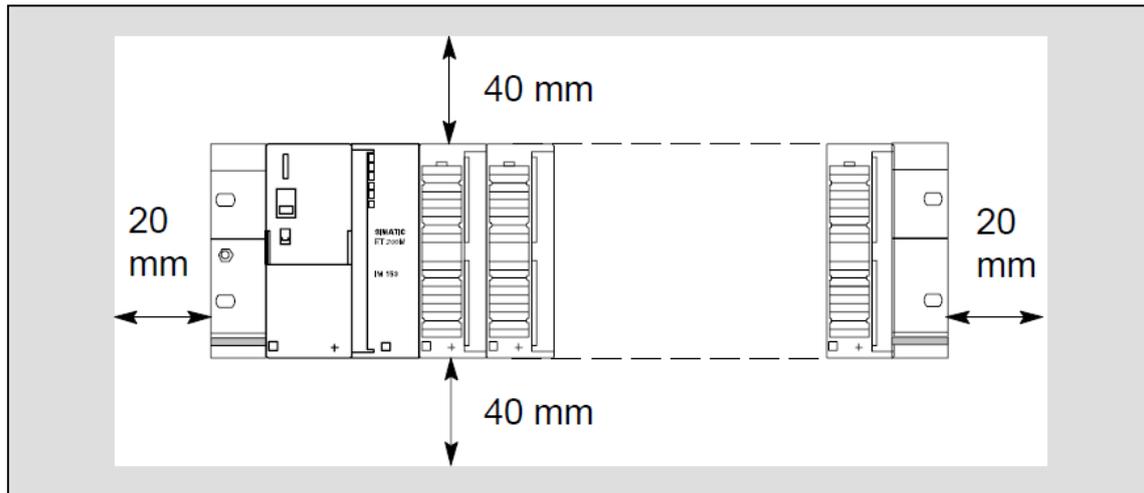


Distancia entre componentes

La figura muestra las distancias a observar entre los canales de cables, el material eléctrico, las paredes de armarios, etc., para la instalación de un ET200M.

Anexos

En caso de utilizar un contacto de pantalla, las cotas indicadas se medirán a partir de la parte inferior del contacto de pantalla.

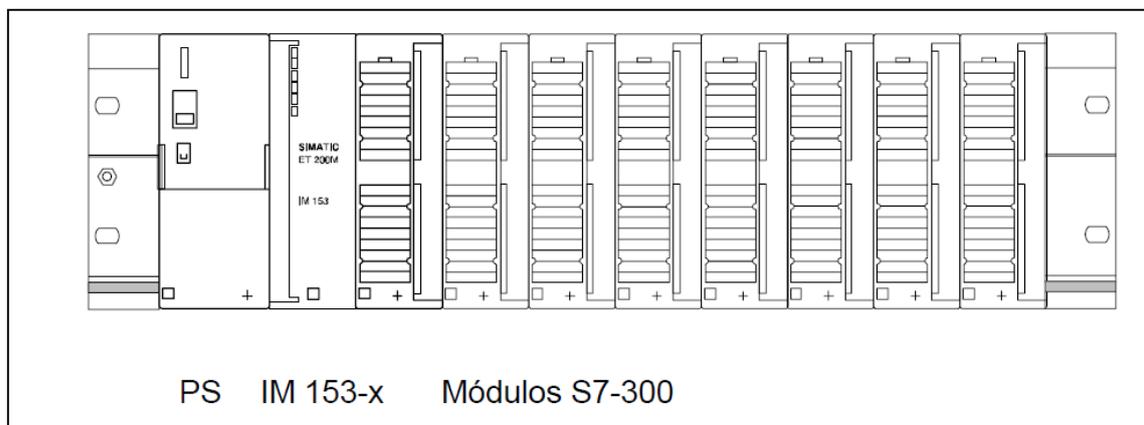


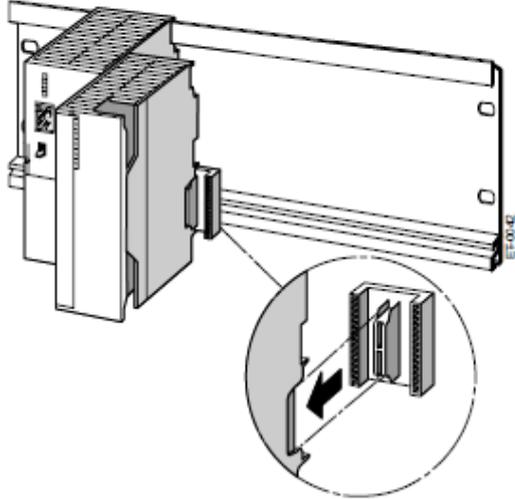
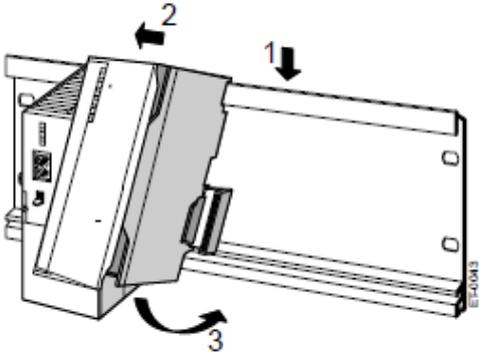
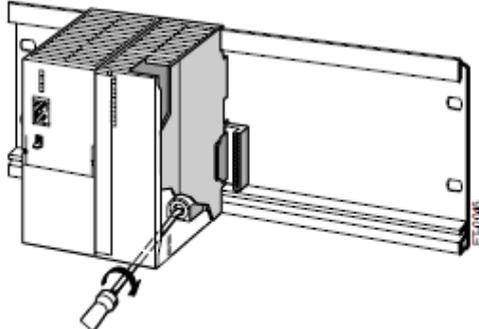
Disposición de los módulos en una configuración de ET 200M

Reglas

Para integrar los módulos en un ET200M se han de aplicar las siguientes reglas:

- El ET200M sólo puede ser montado sobre un perfil soporte, ya que no se autoriza un acoplamiento con otros perfiles soporte mediante elementos de acoplamiento.
- A la derecha del IM 153-x se puede conectar un máximo de 8 módulos de señal (SM), módulos de función (FM) o procesadores de comunicación (CP).



Pasos	Figura
<p>Fijar y atornillar la fuente de alimentación PS 307.</p> <p>Con cada módulo de señales se suministra el correspondiente conector de bus, pero no con el IM 153-x. Al insertar los conectores de bus debe comenzarse siempre con el IM 153-x:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conectar el conector de bus del último módulo con el IM 153-x. • Ningún conector de bus deberá ir conectado al "último" módulo. <p>Entre la fuente de alimentación PS 307 y el IM 153-x no se debe conectar ningún conector de bus</p>	
<p>Colgar el módulo en el perfil soporte (1), desplazarlo hasta que el módulo este situado a la izquierda (2), y girarlo hacia abajo (3).</p>	
<p>Atornillar los módulos con un destornillador de 0,8 y a 1,1 Nm.</p>	

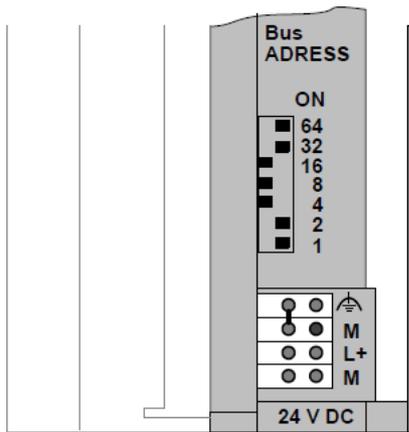
Ajustar la dirección PROFIBUS

Para ajustar la dirección PROFIBUS, es necesario que la puerta esté abierta y que se disponga de un destornillador.

La dirección PROFIBUS es la suma de los interruptores que se encuentran posicionados a la derecha (posición "ON").

Anexos

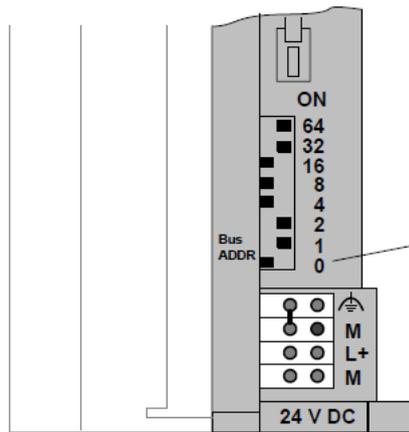
IM 153-1
IM 153-2Ax0x



Dirección
PROFIBUS =
64
+ 32
+ 2
+ 1

= 99

IM 153-2Bx00



Dirección
PROFIBUS =
64
+ 32
+ 2
+ 1

= 99

El selector 0
no tiene
ninguna función

Anexo 9. PLC S7-400

Tabla de selección de módulos de E/S digitales:

Tipo de módulo	Tabla de selección de módulos de entrada digital				
Particularidades de este módulo	Módulo de entrada 24 V DC particularmente rápido y con capacidad de alarma	Módulo de entrada estándar 24 V DC con la mayor escala de integración	Máxima escala de integración para el mercado de 120 V	Módulo de entrada para mayores tensiones variables	Módulo de entrada apto para alarma para tensiones variables menores ¹⁾
Tipo de tensión	DC	DC	UC	UC	UC
Tensión de entrada	24 V	24 V	120 V	120/230 V	24 a 60 V
Capacidad de alarma	✓	-	-	-	✓
Retardo de entrada	0,05 - 3 ms ²⁾	3 ms	< 25 ms	< 25 ms	0,5 - 20 ms ²⁾
Número de canales	16	32	32	16	16
Bloque común de la referencia: 6ES7 421-	7BH -...	1BL...-	1EL...-	1FH...-	7DH...-

Tipo de módulo	Tabla de selección de módulos de salida digital				
Particularidades de este módulo	Módulo de salida DC para altas corrientes	Módulo de salida estándar 24 V DC con máx. escala de integración	Módulo de salida 24 V DC rápida y con capaz. de alarmas	Módulo de salida AC estándar	Módulo de salida por relés
Tipo de tensión	DC	DC	DC	AC	Relé
Tensión de salida	24 V	24 V	24 V	120/230 V	5-125 V DC
Corriente de salida	2 A	0,5 A	0,5 A	2 A	5 A
Capacidad de alarma	✓	-	✓	-	-
Número de canales	16	32	32	16	16
Bloque común de la referencia: 6ES7 422-	1BH...-	1BL...-	7BL...-	1FH...-	1HH...-

Anexos

Periferia de E/S: Tabla de selección de módulos de entrada analógica

Tabla de selección de módulos de entrada analógica						
Magnitud de medida física	Corriente					
Particularidades de este módulo	Módulo estándar con 16 entradas	Módulo estándar con 8 entradas	Numerosos rangos de tensión	Captación analógica particularmente rápida	Generación de alarmas de diagnóstico y valor de proceso con 16 bits de resolución	Aisl. galv. por canales y generación de alarmas de diagnóstico de valor de proceso
Rango de medida del sensor	±1 V 1 - 5 V	±1 V ±10 V 1 - 5 V	±80 mV ±250 mV ±500 mV ±1 V ±2,5 V ±5 V ±10 V 1 - 5 V	±1 V 1 - 5 V ±10 V	±25 mV ±50 mV ±80 mV ±250 mV ±500 mV ±1 V ±2,5 V ±5 V ±10 V 1 - 5 V	±25 mV ±50 mV ±80 mV ±250 mV ±500 mV ±1 V ±2,5 V ±5 V ±10 V 1 - 5 V
Capacidad de alarma	-	-	-	-	✓	✓
Aislamiento galvánico	-	✓	✓	✓	✓	✓
Número de canales	16	8	8	8	16	8
Resolución	13 bits	13 bits	14 bits	14 bits	16 bits	16 bits
Tiempo de conversión por canal	55/65 ms	23/25 ms	20/23 ms	52 μs	6/21/23 ms	-
Bloque común de la referencia	6ES7 431-0HH...-....	6ES7 431-1KF0...-....	6ES7 431-1KF1...-....	6ES7 431-1KF2...-....	6ES7 431-7QH...-....	6ES7 431-7KF0...-....

Tabla de selección de módulos de entrada analógica						
Magnitud de medida física	Tensión					
Particularidades de este módulo	Módulo estándar con 16 entradas	Módulo estándar con 8 entradas	Módulo estándar con 8 entradas	Captación analógica particularmente rápida	Generación de alarmas de diagnóstico y valor de proceso con 16 bits de resolución	Aisl. galv. por canales y generación de alarmas de diagnóstico de valor de proceso
Rango de medida del sensor	4-20 mA ±20 mA	4 - 20 mA ±20 mA	4 - 20 mA 0 - 20 mA	4 - 20 mA ±20 mA	4 - 20 mA 0 - 20 mA ±5 mA ±10 mA ±20 mA	4 - 20 mA 0 - 20 mA ±5 mA ±10 mA ±20 mA ±3,2 mA
Capacidad de alarma	-	-	-	-	✓	✓
Aislamiento galvánico	-	✓	✓	✓	✓	✓
Número de canales	16	8	8	8	16	8
Resolución	13 bits	13 bits	14 bits	14 bits	16 bits	16 bits
Tiempo de conversión por canal	55/65 ms	23/25 ms	20/23 ms	52 μs	6/21/23 ms	-
Bloque común de la referencia	6ES7 431-0HH...-....	6ES7 431-1KF0...-....	6ES7 431-1KF1...-....	6ES7 431-1KF2...-....	6ES7 431-7QH...-....	6ES7 431-7KF0...-....

Tabla de selección de módulos de entrada analógica				
Magnitud de medida física	Resistencia			
Particularidades de este módulo	Módulo estándar	Numerosos rangos de medida	Captación analógica particularmente rápida y generación de alarmas de proceso	Numerosos rangos de medida y generación de alarmas de proceso y diagnóstico
Rango de medida del sensor	0 - 600 Ω	0 - 48 Ω , 0 - 150 Ω , 0 - 300 Ω , 0 - 600 Ω , 0 - 6000 Ω	0 - 600 Ω	0 - 48 Ω , 0 - 150 Ω , 0 - 300 Ω , 0 - 600 Ω , 0 - 6000 Ω
Capacidad de alarma	–	–	–	✓
Aislamiento galvánico	✓	✓	✓	✓
Número de canales	4	4	4	8
Resolución	13 bits	14 bits	14 bits	16 bits
Tiempo de conversión por canal	23/25 ms	20/23 ms	52 μ s	6/21/23 ms
Bloque común de la referencia	6ES7 431-1KF0...-....	6ES7 431-1KF1...-....	6ES7 431-1KF2...-....	6ES7 431-7QH...-....

Tabla de selección de módulos de entrada analógica			
Magnitud de medida física	Termopares		
Particularidades de este módulo	Módulo estándar con 8 canales	16 can. con 16 bits de resolución y generación de alarmas de proceso y diagnóstico	Aisl. galv. por canales y generación de alarmas de proceso y diagnóstico
Tipos	B, E, N, J, K, L, R, S, T, U	B, E, N, J, K, L, R, S, T, U	B, E, N, J, K, L, R, S, T, U
Capacidad de alarma	–	✓	✓
Aislamiento galvánico	✓	✓	✓
Número de canales	8	16	8
Resolución	14 bits	16 bits	16 bits
Tiempo de conversión por canal	20/23 ms	6/21/23 ms	–
Bloque común de la referencia	6ES7 431-1KF1...-....	6ES7 431-7QH...-....	6ES7 431-7KF0...-....

Tabla de selección de módulos de entrada analógica			
Magnitud de medida física	Termorresistencia		
Particularidades de este módulo	Módulo estándar con 4 canales	Generación de alarmas de proceso y diagnóstico	Generación de alarmas de proceso y diagnóstico
Tipos	Pt 100, Pt 200, Pt 500, Pt 1000, Ni 100	Pt 100, Pt 200, Pt 500, Pt 1000, Ni 100, Ni 1000	Pt 100, Pt 200, Pt 500, Pt 1000, Ni 100, Ni 1000
Capacidad de alarma	–	✓	✓
Aislamiento galvánico	✓	✓	✓
Número de canales	4	8	8
Resolución	14 bits	16 bits	16 bits
Tiempo de conversión por canal	20/23 ms	6/21/23 ms	–
Bloque común de la referencia	6ES7 431-1KF1...-....	6ES7 431-7QH...-....	6ES7 431-7KF1...-....

Anexo 10. Fuente de alimentación PS 405

Datos técnicos

Referencia	6ES7405-0DA02-0AA0
	FUENTE ALIM. PS405, DC24/48/60V,DC 5V/4A
Información general	
Designación del tipo de producto	PS405, DC24V, DC 5V/4A
Tensión de alimentación	
Valor nominal (DC)	
• 24 V DC	Si
• 48 V DC	Si
• 60 V DC	Si
Rango admisible, límite inferior (DC)	19,2 V; dinámica 18,5 V
Rango admisible, límite superior (DC)	72 V; dinámica 75,5 V
Puenteo de caídas de red y tensión	
• Puenteo de caídas de red/de tensión	20 ms
• Puenteo de caídas de red/tensión según recomendación NAMUR	Si
Intensidad de entrada	
Valor nominal con 24 V DC	2 A
Valor nominal con 48 V DC	1 000 mA
Valor nominal con 60 V DC	800 mA
Intensidad de cierre, máx.	18 A; Anchura mitad 20 ms
Tensión de salida	
Tipo de tensión de salida	DC
Valor nominal (DC)	
• 5 V DC	Si
• 24 V DC	Si
Intensidad de salida	
Para bus de fondo (5 V DC), máx.	4 A; no se necesita carga básica
para bus de fondo (24 V DC), máx.	0,5 A; resistente a marcha en vacío
Protección contra cortocircuitos	Si
Potencia	
Consumo, típ.	48 W
Pérdidas	
Pérdidas, típ.	16 W
Batería	
Pila tampón	
• Pila tampón (opcional)	Sí; 1 de litio AA; 3,6 V/2,3 Ah
Configuración del hardware	
Slots	
• Slots necesarios	1
Aislamiento galvánico	

Anexos

primario/secundario	Si
Grado de protección y clase de protección	
Clase de protección	1; con conductor de protección
Normas, homologaciones, certificados	
Homologación FM	Sí; Ta: 0 °C a 60 °C T4
Sistema de conexión	
Cables de conexión/secciones	3 x 1,5 mm ² , conductor macizo o trenzado con puntera, diámetro exterior 3 mm a 9 mm
Dimensiones	
Ancho	25 mm
Alto	290 mm
Profundidad	217 mm
Pesos	
Peso, aprox.	760 g

Anexo 11. CPU 416-3

Datos técnicos

Referencia	6ES7416-3XS07-0AB0
	CPU 416-3, 16 MB, 3 INTERFACES
Información general	
Designación del tipo de producto	CPU 416-3
Ingeniería con	
• Paquete de programación	STEP 7 V5.4 con HSP 261 o superior
Tensión de alimentación	
Valor nominal (DC)	
• 24 V DC	No; Alimentación desde la fuente del sistema
Pérdidas	
Pérdidas, típ.	5,5 W
Memoria	
Memoria de trabajo	
• integrada	16 Mbyte
• Integrada (para programa)	8 Mbyte
Tiempos de ejecución de la CPU	
para operaciones de bits, típ.	12,5 ns
para operaciones a palabras, típ.	12,5 ns
Para aritmética de coma fija, típ.	12,5 ns
Para aritmética de coma flotante, típ.	25 ns
Contadores, temporizadores y su remanencia	
Áreas de datos y su remanencia	
Marcas	
• Número, máx.	16 Kbyte; Tamaño del área de marcas
Área de direcciones	
Área de direcciones de periferia	
• Entradas	16 Kbyte
• Salidas	16 Kbyte
Imagen del proceso	
• Entradas, configurables	16 Kbyte
• Salidas, configurables	16 Kbyte

Anexos

Contador de horas de funcionamiento	
● Cantidad	16
Interfaces	
Interfaces/tipo de bus	1 x MPI/PROFIBUS DP, 1 x PROFIBUS DP, 1 x PROFIBUS DP (enchufable opcionalmente)
Nº de interfaces RS 485	2; MPI/PROFIBUS DP combinado y PROFIBUS DP
Nº de otras interfaces	1; PROFIBUS DP con IF 964-DP (enchufable; referencia MLFB: 6ES7964-2AA04-0AB0)
1. Interfaz	
Tipo de interfaz	integrado
Norma física	RS 485 / PROFIBUS + MPI
Funcionalidad	
● MPI	Si
● Maestro DP	Si
● Esclavo DP	Si
Maestro DP	
● Nº de esclavos DP, máx.	32
— Número de conexiones máx.	
● ISO-on-TCP (RFC1006)	a través de CP 443-1 y FB cargables
— Número de conexiones máx.	
● UDP	
— Número de conexiones máx.	
Servidores web	
● Soporta servidor iPAR	No
Nº de conexiones	
● total	96
Normas, homologaciones, certificados	
Uso en atmósfera potencialmente explosiva	
● ATEX	ATEX II 3 G Ex nA IIC T4 Gc

Anexo 12. Transmisor de presión SITRANS P DS III



Modo de operación de la electrónica con comunicación PROFIBUS PA

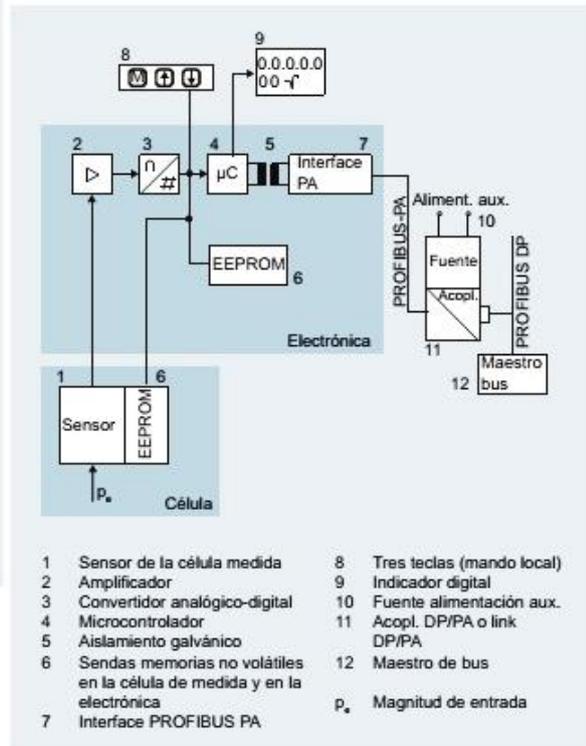


Diagrama de función de electrónica

La tensión de salida del puente generada por el sensor (1, figura "Diagrama de función de electrónica") es amplificada por el amplificador (2) y digitalizada en el convertidor analógico-digital (3). La información digital es evaluada en un microcontrolador, corregida con respecto a linealidad y comportamiento de temperatura, y puesta a la disposición de PROFIBUS PA a través de una interfaz PA (7) con aislamiento galvánico.

Los datos específicos de la célula de medida, los datos de la electrónica y los de la parametrización quedan guardados en las dos memorias (6) de tipo no volátil. La primera memoria está acoplada a la célula de medida, la segunda a la electrónica. Esta estructura modular permite reemplazar la electrónica y la célula de medida por separado.

Las tres teclas de manejo (8) permiten además parametrizar el transmisor de presión directamente en el punto de medida. Aparte de esto, dichas teclas permiten controlar en el display (9) la visualización de los resultados de medida, de los mensajes de errores y de los modos de operación.

Los resultados de medida con la información de estado y los datos de diagnóstico son transmitidos de forma cíclica por el PROFIBUS PA. La transmisión de los datos de parametrización y de los mensajes de errores se efectúa de forma acíclica. Para ello se requiere un software especial como SIMATIC PDM, por ejemplo.