



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE HIDALGO

ESCUELA SUPERIOR DE TIZAYUCA

**MODERNIZACIÓN DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUEGO Y GAS
EN LA PLANTA HIDRODESULFURADORA DE RESIDUALES.**

T E S I N A

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO EN ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES**

P R E S E N T A:

Hernández Peralta Oswaldo

ASESOR:

M. en C. José Carlos Quezada Quezada

Tizayuca, Hgo. Septiembre de 2009

Cta. 136794

Índice general

Resumen	6
Abstract	7
Introducción	8
Justificación	9
Objetivos	10
Objetivos Específicos	10
Planteamiento del Problema	11
Alcance del Trabajo	12
Estructura de la Tesis	13
1. EMPRESA PEMEX	14
1.1. Historia	14
1.2. Procesos de la Refinería	15
1.3. Procesos de Hidrodesulfuradora de Residuales HDR	16
2. Detectores de Gas y Fuego	23
2.1. Norma	23
2.1.1. Arquitectura general para los sistemas F &G	24
2.1.2. Elementos que integran los sistemas F &G	25
2.2. Detectores	25
2.2.1. Detector de fuego	26
2.2.2. Detector de humo.	27
2.2.3. Detector de flama.	28
2.2.4. Detector de gas	29
2.2.5. Detector de gas combustible.	30
2.2.6. Detector de gas tóxico.	31
2.2.7. Detector para ácido sulfhídrico (H ₂ S).	31

2.2.8.	Detector para ácido fluorhídrico (HF).	32
2.3.	Actuadores	32
2.3.1.	Válvula de control	33
2.3.2.	Alarmas audibles	34
2.3.3.	Alarmas visibles.	35
2.3.4.	Estaciones manuales de alarma.	36
2.4.	PLC instalado en la planta (HDR)	37
2.4.1.	Especificaciones de los componentes que integran el PLC Fuego y Gas Triple Redundancia ó (F&G TMR)	37
2.4.2.	Chasis Principal y Expansión (TMR)	37
2.4.3.	Módulo de energía 8310	38
2.4.4.	Modulo del procesador TRICONEX	39
2.4.5.	Módulo de comunicaciones inteligente	40
2.4.6.	Módulos de comunicación avanzada	42
2.4.7.	Módulos de entradas analógicas / entradas digitales supervisadas	44
2.4.8.	Módulos de salidas digitales de relevador	46
2.4.9.	Fuente de alimentación de instrumentos 24 VCD	47
2.5.	Distribucion de targetas en el PLC	48
2.6.	Comunicación con la instrumentación de campo	49
2.7.	Comunicación MODBUS	49
3.	Diseño del Sistema de detección de gas y fuego	53
3.1.	Análisis del sistema	53
3.2.	Redundancia	59
3.3.	Arquitectura general del sistema (F & G)	60
3.4.	Implementación	60
3.4.1.	Declaración y direccionamiento en el PLC	60
3.4.2.	Lenguaje utilizado para la programación del PLC	62
	Conclusiones	71
	Glosario	73

Índice de figuras

1.1. Diagrama a bloques de la refinación del petróleo	21
1.2. Proceso de Hidrodesulfuradora de Residuales	22
2.1. Diagrama punto a punto	24
2.2. Diagrama lazo de comunicación	24
2.3. Sensor de fuego	27
2.4. Detector de humo	28
2.5. Detector de flama	29
2.6. Componentes de un detector de gas	30
2.7. Detección de gas 100 %	30
2.8. No detección de gas	31
2.9. Efectos de corrientes y barreras	32
2.10. Detector de gas combustible	33
2.11. LIE (limite inferior de explosividad) o LEL	33
2.12. Detector de gas tóxico	34
2.13. Válvula de control	35
2.14. Alarma audible	36
2.15. Alarma visible	37
2.16. Estación manual de alarma	38
2.17. Chasis Principal y Expansión (F&G)	39
2.18. Selector RUN, PROGRAM y STOP	40
2.19. Módulo de energía	41
2.20. Procesador triple redundancia	42
2.21. Puerto para buses de E/S	43
2.22. Expansión de chasis a chasis	44
2.23. Batería de protección de memoria	45
2.24. Módulo de Comunicaciones Inteligente	46
2.25. Módulo de comunicaciones avanzadas	47
2.26. Módulo de entradas analógicas/entradas digitales	48
2.27. Módulo de salidas digitales de relevador	49
2.28. Fuente de alimentación 24V	50
2.29. Distribución de Targetas	51
2.30. Entradas de la Instrumentación de Campo	51
2.31. Salidas de la instrumentacion de Campo	52

2.32. Comunicación MODBUS	52
3.1. Complejo HDR o sector 10	54
3.2. Ubicación de los detectores y estaciones manuales U3100	56
3.3. Proceso de la Unidad 3100	58
3.4. Cuarto satélite	59
3.5. Aquitectura triple	60
3.6. Arquitectura del Sistema F&G	61
3.7. Chasis TMP y chasis TME-1	62
3.8. Posicion de la targeta en chasis 1	63
3.9. Terminal de campo	64
3.10. Lógico de operación de los detectores de fuego	66
3.11. Lógico de operacion de los detectores de gas combustible	67
3.12. Lógico de operación de los detectores toxicos	67
3.13. Lógico de alarmas audibles y visibles	68
3.14. Lógico de red de agua contra incendio	69
3.15. Presencia de fuego	69
3.16. Reestablecimiento	70

Índice de cuadros

2.1. Tiempo de respuesta de los detectores de flama	28
2.2. Identificación de Riesgos Mediante Alarmas Sonoras	34
2.3. Identificación de Riesgos Mediante Alarmas Visibles	36
2.4. Módulos del PLC Instalados	48
3.1. Direccionamiento TMR y MODBUS	65

Resumen

En el presente proyecto se describe el Sistema de Detección de Fuego y Gas de la planta Hidrodesulfuradora del consorcio petrolero "Miguel Hidalgo", ubicada al sur poniente del estado de Hidalgo, en el municipio de Tula de Allende, a 82 km al norte de la Ciudad de México. La refinería de Tula procesa el 24.4% del crudo total que se refina en México, la zona de influencia de la refinería resulta particularmente importante ya que provee al valle de México y zonas aledañas.

La justificación técnica para la instalación de esta refinería, que ocupa un área total de 707.7 hectáreas se sustenta en la excelente ubicación geográfica que la sitúa en una localización estratégica, debido a que se encuentra en un punto intermedio entre los principales productores de aceite crudo y el mayor consumidor de combustible (zona metropolitana), lo que permite la distribución eficiente de los productos.

Se implemento un sistema contra incendio mediante la tecnología de interfaces humano máquina de la firma Foxboro (Mr). que es la ventana de interacción entre el usuario y el sistema mediante los desplegados de proceso (Gráficos), que muestran quipos de proceso, tuberías, el control y la instrumentación los cuales el operador y/o ingeniero puede interactuar y su acceso es a través de botones y ligas previamente configurados en cada nivel de gráficos. La jerarquía e interconexión de los desplegados esencialmente sirve como un mapa de caminos que conduce al usuario a un display determinado y que puede regresar al punto de partida sin confusión.

El controlador lógico programable de la marca TRICONEX (Mr). donde se desarrollo a través del software Tristation el algoritmo de control que contempla protecciones mediante sensores de Fuego UV, de Toxicidad TD, de Combustión GD y de Humo SD.

El sistema de control implementado debido a la zona de riesgo contempla redundancia en microprocesador y fuente; así ejecutará funciones idénticas simultáneamente para una máxima eficiencia y por parte de la fuente cualquier falla de alguna de las fuentes una seguirá operando normalmente y así poder remplazar la dañada.

Abstract

Es la misma versión que el resumen pero en idioma inglés.

Introducción

La industria petrolera es de vital importancia, mantener en condiciones óptimas de funcionamiento todos los procesos llevados a cabo, estos procesos requieren de un Sistema de Fuego y Gas para medir una condición ó situación, compararla con el valor que de ella se desea tener, y actuar en correspondencia a fin de reducir la diferencia entre ambas. La preocupación de la industria petrolera por monitorear y sensar las áreas de proceso incrementa la disponibilidad de la planta, mejora la productividad y principalmente la seguridad del personal y de la misma planta, lo que ha conducido a mejoras tecnológicas a los sistemas de control de las plantas.

Petróleos Mexicanos es una empresa dedicada a la refinación de petróleo crudo, para lo cual tiene plantas productivas para generar gasolina en sus diferentes presentaciones. El objetivo de la planta Hidrodesulfuradora aplicada al tratamiento de gasóleos es un proceso de hidrogenación catalítica, para modificar la estructura molecular de los compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno y compuestos metálicos que estén alojados en la carga. Las mejoras obtenidas con este proceso son; bajo contenido de azufre, eliminación de los metales presentes, siendo un proceso con altos riesgos de incendio y de distintas características.

Dentro de la Planta Desulfuradora es necesario la protección en cada una de sus etapas contra un posible incendio mediante el sensado de flama, humo y gas. La función de operación de los detectores de flama se basa en el principio fotoeléctrico y a través del procesamiento dinámico de señales en las bandas ultravioleta, infrarroja o su combinación. Para el caso de los detectores de humo el funcionamiento es a través del principio por ionización y fotoeléctrico, que consiste en una cámara electrónica que capta las partículas de combustión a tal grado de llenar la cámara en el caso de los detectores iónicos y en el caso de los detectores fotoeléctricos dichas partículas se oponen a un haz de luz dentro de la cámara, ambos detectores alarmarán por alta concentración. Para los detectores de gas el funcionamiento es necesaria una concentración de gas en el aire que normalmente oscila entre el 10 y el 15% de gas en el aire.

Justificación

Pemex refinación, acorde con su política de producir combustibles de alta calidad que permitan reducir la emisión de contaminantes al aire, producidos por la combustión de productos energéticos, construyó el complejo de *Hidrodesulfuradora de residuales* (HDR) en la Refinería Miguel Hidalgo.

Con el propósito de elevar el nivel de seguridad de las instalaciones en el complejo HDR, se hace necesario contar con Sistemas Automáticos de Alarma por Detección de Fuego o Atmósferas Riesgosas (SAAFAR), el SAAFAR es comúnmente conocido a nivel internacional como Sistema de Fuego y Gas o Fire and Gas System (F&G), que permitan aumentar la velocidad de respuesta para el combate del siniestro por parte del personal involucrado, además de la operación automática de los sistemas fijos para la protección contra incendio, lo cual permitirá disminuir significativamente los daños a las instalaciones, el ahorro en los recursos utilizados para su control y la salvaguarda de los recursos humanos y materiales.

El sistema F&G que existía anteriormente es obsoleto y el fabricante de este equipo de firma, Facility, y actualmente ya no está en el mercado. Debido a esto fue necesario actualizar el sistema contra incendio con tecnología de punta.

Objetivos

El proyecto tiene como principal objetivo la seguridad de los trabajadores y las poblaciones aledañas así como también la infraestructura de la refinería. Esto se lograra al sustituir, instalar y poner en operación un sistema de detección de Fuego y Gas el cual se integrará a un nodo del Sistema de Control Distribuido (SCD) y al Sistema de Paro de Emergencia (ESD) de la planta Hidrodesulfuradora de Residuales (HDR) de la Refinería Miguel Hidalgo de Tula de Allende, Hidalgo.

Objetivos Específicos

- Describir los principios de funcionamiento de los detectores de gas y fuego existentes en el complejo HDR en la Refinería Miguel Hidalgo.
- Implementar el sistema de contraincendio con base en la norma, NRF-011-Pemex-2002
- Lectura e interpretación de símbolos, diagramas, abreviaturas, etc. De Instrumentación y control
- Descripción de la arquitectura del sistema contraincendio y de las partes que lo integran.
- Desarrollar la lógica de funcionamiento en el PLC para cada uno de los detectores.
- Modernización o implementación del sistema F & G integrado al sistema de paro de emergencia de la planta HDR de la Refinería Miguel Hidalgo, mediante un controlador lógico programable e interfaz humano maquina que permita un nivel de seguridad de los trabajadores, poblaciones aledañas y la infraestructura de la refinería.

Planteamiento del Problema

La naturaleza de los procesos de la Refinería, implican riesgos de ocurrencia de incidentes, destacando por su magnitud los de explosión e incendio que tienen su origen en fugas de hidrocarburos líquidos o gaseosos, así como aquellos derivados de la presencia de atmósferas contaminadas con productos tóxicos. Por lo cual se hace necesario contar con un Sistema de Detección de Fuego y Gas (F & G).

Con base en las normas de seguridad de la empresa y organismos subsidiarios para proteger a sus trabajadores, instalaciones y el medio ambiente, es importante monitorear las concentraciones de gases tóxicos, gases explosivos y fuego para la prevención de intoxicación del personal y siniestros que pudieran propagarse en toda una planta de la refinería. La prevención se realiza detectando y generando alarmas antes de que la concentración de gas sea peligrosa. Es también importante la detección oportuna de fuego que genera alarmas y activa válvulas automáticas de diluvio.

En la Refinería Miguel Hidalgo se tiene la planta HDR la cual cuenta con un sistema F&G que realiza estas funciones de seguridad, debido a lo obsoleto del sistema que se tenía instalado fue necesario remplazar e integrar un nuevo sistema que cumple con las normas y aplicaciones requeridas. (SCD) y sistema instrumentado de seguridad (SIS).

Alcance del Trabajo

En este trabajo se desarrolla en forma teórica el funcionamiento de un Sistema de Detección de Fuego y Gas a un nodo del Sistema de Control Distribuido y al Sistema de Paro de Emergencia de la planta Hidrodesulfuradora de Residuales, así como también se describirá los elementos que integran un sistema (F&G), detallando al PLC y las características de sus módulos que lo integran, explicar los principios fundamentales de los detectores de fuego y gas existentes en dicha planta, descripción de la arquitectura del sistema contra incendio y de las partes que lo integran en base a la norma establecida por Pemex y los organismos subsidiarios. De igual manera exponer la lógica, declaración y direccionamiento de las variables en el PLC.

Estructura de la Tesis

Este trabajo contempla tres capítulos en los cuales se va a desarrollar el trabajo de "Integración de un Sistema de Detección de Gas y Fuego en la Refinería Miguel Hidalgo, en Tula Hidalgo." Se presenta:

Anteproyecto que consta de objetivos, planteamiento del problema y justificación.

Capítulo 1. Hace referencia a los antecedentes de la Refinería Miguel Hidalgo, la historia de como ha ido evolucionando hasta la actualidad, mencionando los procesos de la refinería y específicamente los procesos de la planta Hidrodesulfuradora de residuales.

Capítulo 2. Descripción de los conceptos básicos, la definición de un sensor así como su clasificación y los tipos de detectores de humo, fuego o flama y gases tóxicos, alarmas audibles y visibles, estaciones manuales. Además el PLC instalado y cada uno de sus módulos, y por ultimo la comunicación con la instrumentación de campo y la comunicación entre el PLC y el SCD.

Capítulo 3. Se explicara la lógica de protección y de operación del Sistema de Detección Fuego y Gas.

Capítulo 1

EMPRESA PEMEX

1.1. Historia

La Refinería Miguel Hidalgo esta localizada en los municipios de Tula de Allende y Atitalaquia Hidalgo, a 82 km al norte de la ciudad de México. La Refinería "Miguel Hidalgo" nace con una tecnología de punta y fue la primera planeada en forma integral con plantas de proceso de hidrocarburos de alta capacidad. Como parte de esta plantación integral se construyo la refinería en varias etapas (Figura 1.1).

La primera etapa se inauguró el 18 de Marzo de 1976 con la puesta en operación de la planta Combinada No.1 con una capacidad nominal de 150,000 bpd. (Actual de 160,000 bpd.) En noviembre del mismo año se puso en funcionamiento la planta de Desintegración Catalítica No.1 para obtener compuestos de mayor valor en el mercado a partir de los gasóleos de vacío.

En julio de 1977 arranca la planta hidrodesulfuradora No. 1 con una unidad de desulfuración de naftas y dos unidades hidrodesulfuradoras de destilados intermedios y para octubre inicia la operación de la planta Reductora de Viscosidad con una capacidad nominal de 41,000 bpd. Dos trenes de recuperación de azufre, un área de Fuerza y Servicio auxiliares con dos turbogeneradores de 25 MegaWatts-hora por día, un sector de bombeo y almacenamiento con una capacidad total de almacenamiento de 5,935,000 barriles y, acorde a las políticas de protección del medio ambiente de nuestra empresa, se pone en marcha el Sector de Tratamiento de Efluentes.

En noviembre de 1987 inicio la segunda etapa con la operación de las plantas de destilación atmosférica No.2 y vacío No.2; además se amplió el sector de bombeo y Almacenamiento en mas de 52% alcanzando una capacidad máxima 12,475,000 barriles. También se amplía la capacidad del sector de Fuerza y Servicios Auxiliares hasta 1,000 Ton/d de generación de vapor y 82 MegaWatts-hora por día de energía eléctrica.

En agosto de 1993 se instalaron las plantas Hidrodesulfuradora No. 2 contando con una unidad de hidrodesulfuración de Naftas y dos hidrodesulfuradoras de Destilados Intermedios, en conjunto de dos trenes de recuperación de Azufre.

Inicia en 1994, operaciones la planta de Desintegración Catalítica No. 2 para que, por medio de calor y catalizador, se desintegren los gasóleos de vacío en compuestos de menor peso molecular.

En 1996 se incorpora, como parte del paquete ecológico. Las plantas de Metil Terbutil Eter (MTBE), Teramil Metil Éter (TAME), la planta de Alquilación, de Isómeros de Pentanos y Hexano, la H-OIL y la de disel profundo (HDD) que contribuyen a obtener una gasolina de alta calidad. Con objeto de satisfacer la demanda de asfalto, que tiene la secretaria de comunicaciones, se inauguró la planta de Mezclado y llenado de Asfaltos.

Es así como la Refinería de Tula ha logrado convertirse en la mas importante del país por su capacidad instalada y la porción del mercado que controla. Aunado a lo anterior, el área de afluencia abarca: la zona metropolitana y los estados de: México, Hidalgo, Morelos y parte de Guanajuato.

1.2. Procesos de la Refinería

La función de una refinería es transformar el petróleo en productos derivados que satisfagan la demanda en cantidad y calidad. El crudo que se procesa en la refinería se obtiene de petróleo proveniente del Sur y Sureste mexicano, incluyendo de la sonda de Campeche.

El crudo del sistema de suministro es bombeado de Nuevo Teapa, Tabasco hasta Venta de Carpio, Estado de México de donde se rebombea a la Refinería. Teniendo una ruta alterna de suministro de crudo desde Nuevo Teapa hasta Poza Rica, Veracruz y de ahí, a la refinería. La refinería de Tula suministra la totalidad de la turbosina empleada en el Aeropuerto Internacional de la ciudad de México.

La gasolina desulfurada que se procesa en dos plantas Reformadoras de Naftas, tiene una capacidad de 35,000 y 30,000 bpd respectivamente. El objetivo de este proceso es incrementar el índice de octanos de la gasolina. La gasolina reformada es base para la formulación de gasolina PEMEX Magna y PEMEX Premium.

En estas plantas se obtiene también el hidrogeno necesario para los procesos de hidrodesulfuración de gasolina y de destilados intermedios obteniendo además, gas combustible y gas licuado.

La mezcla de los gasóleos pesado y primario, ligero de vacío y pesado de vacío, que son obtenidos de los procesos de destilación atmosférica y al vacío, son enviados como carga a la planta de Desintegración Catalítica.

Los productos que de ahí se obtienen son: gasolina catalítica con índices de octano 92 RON y 78 MON (base para PEMEX Magna), propano, propileno enviado a la planta petroquímica de acrilonitrilo, butano- butileno, gas ácido, aceite cíclico ligero y aceite decantado.

El butano-butileno obtenido en las plantas Catalíticas es enviado a la planta Metil Terbutil Eter (MTBE) y la gasolina catalítica se envía a la planta de Teramil Metil Eter (TAME). Ambas plantas (MTBE y TAME) contribuyen al mejoramiento de la calidad de la gasolina, reduciendo el contenido de aromáticos.

Estos productos al integrarse a las gasolinas funcionan como promotores de combustión contribuyendo a la reducción de las emisiones contaminantes a la atmósfera, generados por combustión incompleta del combustible en los motores.

La refinería de Tula cuenta actualmente con una capacidad de refinación de 315,000 bpd. El área productiva esta integrada por 11 sectores de procesos que incluyen plantas de proceso, plantas ecológicas, sistema de bombeo y almacenamiento de productos, y un sector de servicios principales.

El crudo se alimenta de dos plantas primarias en donde es fraccionado mediante destilación a presión atmosférica y al vacío; de ahí se obtiene los productos destilados amargos tales como: gasolina, turbusina, kerosina, gasóleos ligero primario, gasóleos pesado primario, gasóleos ligero y pesado de vacío, y residuos de vacío.

El residuo de vacío se envía al complejo Hidrodesulfuradora de residuos donde se somete a una serie de procesos mediante los cuales se transforma en hidrocarburos mas ligeros (disel, gasolina, gasóleos, gas. LP, kerosina entre otros) y el combustoleo con bajo contenido de azufre, disminuyendo así los residuales de la refinería.

La gasolina obtenida en el proceso de destilación primaria, contiene una cantidad considerable de hidrocarburos ligeros; estos son separados y recuperados en dos plantas Estabilizadoras de gasolina, evitando perdidas de evaporación de hidrocarburos y contribuyendo a mantener el entorno ecológico. Los productos obtenidos en estas plantas son: gasolina estabilizada, gas licuado y gas combustible.

El siguiente proceso a las gasolinas se hace en las plantas Hidrodesulfuradora de gasolina. El proceso de hidrodesulfuración consiste en la eliminación de contaminantes tales como azufre, oxígeno, nitrógeno y metales mediante una hidrogenación catalítica.

Adicionalmente se cuenta con las plantas Hidrodesulfuradora de destilados Intermedios. En esta se alimentan; turbusina, kerosina, disel, gasóleos pesado primario, aceite cíclico ligero y gasóleos ligero y pesado de vacío. Se obtiene además de los productos desulfurados, gas ácido, gas licuado amargo y gasolinas pesadas.

1.3. Procesos de Hidrodesulfuradora de Residuales HDR

La hidrodesulfuración profunda aplicada al tratamiento de gasóleos es un proceso de hidrogenación catalítica en el que se utiliza un catalizador selectivo, en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para modificar la estructura molecular de los compuestos

de azufre, oxígeno, nitrógeno, y compuestos metálicos, presentes en la carga. Los metales se eliminan por fijación de los mismos sobre la superficie del catalizador.

Las mejoras obtenidas del hidrotratamiento son las siguientes:

- Bajo contenido de azufre en el gasóleo producto
- Eliminación de los metales presentes en la carga

Estas mejoras en la carga se logran prácticamente sin pérdida de producto, de manera que el objetivo de la planta Hidrotratadora de Gasóleos es producirlos con bajo contenido de azufre cuya especificación sea menor o igual a 300 ppm en peso como máximo, a fin de que sean procesados en las Plantas Catalíticas 1 y 2 con el propósito de obtener gasolina de Ultra Bajo Azufre.

Todo lo anterior se lleva a cabo en las dos secciones en que puede considerarse dividida la planta y que son:

- Sección de Reacción
- Sección de Fraccionamiento

Sección de Reacción.

La mezcla de gasóleos amargos proveniente de las Plantas de Destilación Combinada 1 y 2 y de sus respectivos tanques de almacenamiento, y que se recibe a una temperatura de 110 °C, se precalienta con los intercambiadores de calor (EA) contra la corriente de fondos de la torre fraccionadora. El efluente de dichos intercambiadores de calor, se une en un cabezal común para recibirse a 156 °C en los tanques de carga. De estos tanques de carga, mediante las bombas, se envían los gasóleos a la sección de reacción. Antes de entrar a los calentadores se les adiciona una corriente de hidrógeno a 279 °C a cada uno de los serpentines, con el propósito de mantener una velocidad adecuada en los mismos y evitar la carbonización. Como consecuencia del calentamiento, los gasóleos amargos salen de los calentadores a una temperatura de 250 °C.

Por su parte, la corriente de hidrógeno de recirculación se calienta en los calentadores a fuego directo BA-3102/BA-3202 de 279 °C a 515°C para unirse a la corriente de gasóleos calientes y la mezcla gasóleos amargos e hidrógeno constituye la carga a los reactores DC-3101/3102 y DC-3201/3202, respectivamente para cada tren. La mezcla de gasóleos amargos e hidrógeno, alcanza la temperatura de 347 °C que es la requerida para que se lleven a cabo las reacciones de hidrodesulfuración. Ya caliente, entra al primer reactor de cada tren por su parte inferior mezclándose con el catalizador y fluyendo hacia arriba a través del lecho catalítico ebulante donde se llevan a cabo las reacciones de desulfuración, hidrogenación, desmetalización, desoxigenación y algo de desnitrogenación

Al efluente de los reactores DC-3101/DC-3201 de la primera etapa, con una temperatura de 385 °C, se le adiciona una corriente de hidrógeno de recirculación con el propósito de reponerle el consumido en la primera etapa de reacción y que se cuente con el requerido para continuar las reacciones en los segundos reactores DC-3102/DC-3202, a la vez de bajarles la

temperatura a 380 °C que es la requerida en esta segunda etapa de reacción. Nuevamente la mezcla gasóleos e hidrógeno, se alimenta por la parte inferior de los reactores mezclándose con el catalizador y fluyendo hacia arriba a través del lecho catalítico ebulante donde se completan las reacciones de desulfuración, hidrogenación y desmetalización. La corriente de salida de los segundos reactores DC-3102/DC-3202, también, a una temperatura de 385 °C pasa a los separadores Flash de efluente de los reactores, FA-3102/FA-3202 donde se separan dos corrientes, una gaseosa rica en hidrógeno y otra líquida de producto sin estabilizar.

Las corrientes ricas en hidrógeno van a 244 °C a los FA-3103/FA-3203, separadores tibios de alta presión, previo enfriamiento en los intercambiadores de calor EA-3101 y EA-3102 así como a los EA-3201 y EA-3202, respectivamente, al ceder calor al hidrógeno de recirculación. Del domo de estos separadores las corrientes gaseosas pasan a 54 °C hacia los FA-3104/FA-3204, separadores fríos de alta presión, previo enfriamiento en los condensadores tibios de alta presión (solo aires) EA-3103A/D y EA-3203A/D, respectivamente. De estos últimos separadores las corrientes gaseosas pasan a sus respectiva torres absolvedoras de alta presión DA-3101 / DA-3201, para eliminarles el H₂S que contienen, de manera que del domo de las mismas sale el H₂ hacia los tambores FA-3109/FA-3209, para ser succionado por los compresores de recirculación de hidrógeno GB-3102 y GB-3202, para el tren 1 y tren 2, respectivamente, para de nuevo inyectarlo a la corriente de gasóleos amargos de carga a los reactores.

El hidrógeno que se haya consumido en las reacciones, se repone con una corriente continua de hidrógeno proveniente de la Planta de hidrógeno y manejada con los compresores de reposición de hidrógeno GB-3101, GB-3151 y GB-3201 para inyectarse en la descarga de los compresores de recirculación. Por la Adecuación no se requerirá la utilización de la PSA, por lo que, la corriente de H₂ utiliza un by-pass con lo cual se logra que su peso molecular sea el requerido por sus compresores de recirculación. La presión de la sección de reacción se controla en los tambores de succión de los compresores de recirculación de hidrógeno, independientes para cada tren, por medio de sus respectivos controladores de presión que ajustan el flujo de hidrógeno de reposición, así como la purga de hidrógeno hacia los absorbedores de presión intermedia que lo tratan.

Se inyecta agua antes de los enfriadores EA-3103 A/D y EA-3203 A/D, así como de los enfriadores EA-3105 y EA-3205, con el propósito de lavar los depósitos de sales en las corrientes efluentes tanto de los domos de los separadores Flash de efluente de los reactores, FA-3102/FA-3202, como de la corriente de domos de los separadores calientes de presión intermedia FA-3105/FA-3205.

El agua de lavado que se inyecta a los EA-3103 A/D y EA-3203 A/D se colecta en las piernas de los separadores fríos de alta presión FA-3104/FA-3204, y de ellas pasa a control de nivel de interfase hacia los separadores fríos de presión intermedia FA-3106/FA-3206, para juntarse con el agua de lavado que se les inyectó a los EA-3105 y EA-3205. De las piernas de estos últimos separadores el agua amarga se envía a control de nivel de interfase de las mismas, a los tanques colectores de aguas amargas FA-3152/FA-3252, y mediante las bombas

GA- 3156AB/GA-3256AB se manda a límite de baterías de la planta. De igual manera, el aceite recuperado se envía por medio de las bombas GA-3157AB/GA-3257AB, a límites de batería de la planta. Por su parte la corriente gaseosa se envía a la sección de fraccionamiento.

En cuanto a las corrientes líquidas que se salen de los FA-3102/FA-3202, separadores Flash de efluente de los reactores, y de los separadores tibios de alta presión, FA-3103/FA-3203, pasan a los separadores calientes de presión intermedia FA-3105/FA-3205. De los primeros separadores la corriente pasa directamente, en tanto que de los segundos separadores la corriente cede su calor previamente a la corriente de fondos de los separadores fríos de baja presión, FA-3108/FA-3208, en los intercambiadores de calor de liquido tibio de alta presión, EA-3108/EA-3208 y en los enfriadores de liquido tibio de alta presión, EA-3109/EA-3209 que utilizan agua de enfriamiento para el tren 1 y tren 2, respectivamente.

Las corrientes gaseosas que se separan en los FA-3105/FA-3205 se enfrían en los intercambiadores de calor de vapores calientes de presión intermedia EA-3104/EA-3204, cediendo su calor a la alimentación de hidrocarburos ligeros fríos a la fraccionadora, y posteriormente se condensan en los EA-3105/EA-3205, que son los condensadores de vapor caliente de presión intermedia, para recibirse en los separadores fríos de presión intermedia FA-3106/FA-3206, y los vapores que se les separan se envían al tanque flash de presión intermedia de DEA rica.

Los hidrocarburos líquidos que se separan en los FA-3105/FA-3205, se envían a control de nivel hacia los separadores calientes de baja presión FA-3107/FA-3207 de donde mediante el control en cascada nivel-flujo se envían a la sección de fraccionamiento previa filtración de las corrientes.

Las corrientes de vapores de hidrocarburos que salen de los domos de los FA-3107/FA-3207, se enfrían en los intercambiadores de calor de vapores calientes de baja presión EA-3106/EA-3206 cediendo su calor a la alimentación de hidrocarburos ligeros fríos a la fraccionadora, y posteriormente se condensan en los EA-3107/EA-3207, que son los condensadores de vapores calientes de baja presión, para recibirse en los separadores fríos de baja presión FA-3108/FA-3208, junto con la corriente de hidrocarburos recuperados del FA-3106.

Los vapores de hidrocarburos de los domos de los FA-3108/FA-3208, se envían a control de presión a límite de baterías para su tratamiento con amina en el absorbedor de baja presión. Por su parte la corriente líquida de hidrocarburos, a control de nivel del FA-3108/FA-3208, previo calentamiento, se envía a la sección de fraccionamiento como corriente fría (Figura 1.2)

Sección de Fraccionamiento.

La corriente fría de gasóleos ligeros procedentes de los separadores fríos de baja presión se alimenta directamente al plato 33 de la Torre Fraccionadora, en tanto que los gasóleos calientes procedentes de los separadores calientes de baja presión, se calientan hasta 345 °C en el calentador a fuego directo de la Torre y se alimentan al plato 43 de la misma.

En la torre fraccionadora es donde se rectifican los gasóleos para eliminarles las fracciones más ligeras de hidrocarburos, tales como Diesel, Kerosina y Nafta no estabilizada, que se producen durante las reacciones de hidrotreatmento.

El diesel pasa a su Agotador con el propósito de proporcionarle sus características de producto, y mediante las bombas de diesel producto, se envía hacia almacenamiento previo enfriamiento.

La kerosina también pasa a su respectivo Agotador donde adquiere las condiciones de producto y por medio de sus respectivas bombas se envía como producto a tanques de almacenamiento, previo enfriamiento.

Por su parte la Nafta no estabilizada pasa a Endulzamiento para eliminarle el H₂S en el Absorbedor-Agotador, y de ahí a la torre Desbutanizadora para su estabilización. El producto líquido de la fraccionadora, esencialmente gasóleos con un máximo de 300 ppm en peso de azufre y prácticamente sin contaminantes metálicos, se envía como carga a las Plantas FCC o hacia almacenamiento como Gasóleo producto, Desulfurado y estabilizado.

TREN 1 H-OIL

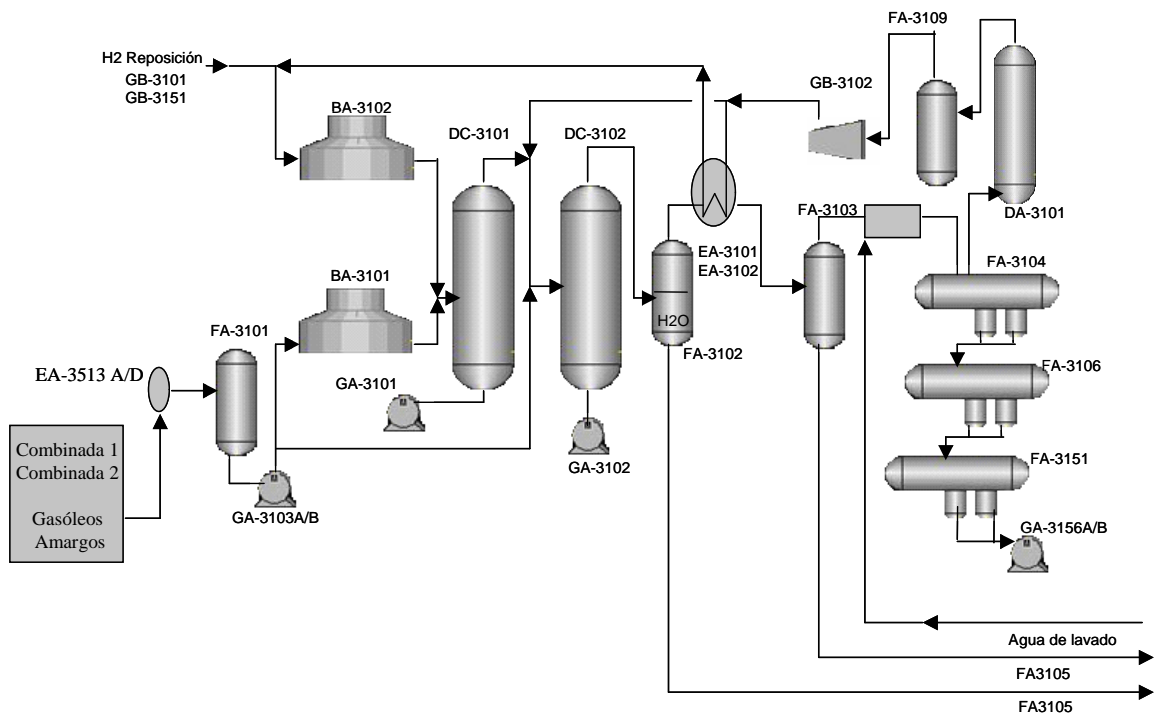


Figura 1.2: Proceso de Hidrosulfuradora de Residuales

Capítulo 2

Detectores de Gas y Fuego

2.1. Norma

Se instaló el Sistema Fuego y Gas (F & G) de la marca TRICONEX. En el complejo HDR de la Refinería Miguel Hidalgo, bajo la norma NRF-011-PEMEX-2002.

Esta norma fue elaborada con la participación de especialistas de las siguientes dependencias:

- PETRÓLEOS MEXICANOS.
- PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA.
- PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
- PEMEX REFINACIÓN.
- PEMEX PETROQUÍMICA.
- INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.
- KIDDE DE MÉXICO, S. A. DE C. V.
- SCAP, S. A. DE C. V.

La naturaleza de los procesos industriales y operaciones que se realizan en Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, implican riesgos de ocurrencia de incidentes industriales, destacando por su magnitud los de explosión e incendio que tengan su origen en fugas de hidrocarburos líquidos o gaseosos, así como aquellos derivados de la presencia de atmósferas contaminadas con productos tóxicos.

Considerando lo anterior y con el propósito de elevar el nivel de seguridad de las instalaciones, se hace necesario contar con Sistemas Automáticos de Alarma por detección de Fuego o Atmósferas Riesgosas (SAAFAR) en instalaciones industriales, que permitan aumentar la velocidad de respuesta para el combate del siniestro por parte del personal involucrado, además de la operación automática de los sistemas fijos para la protección contra incendio, lo cual permitirá disminuir significativamente los daños a las instalaciones, el ahorro en los recursos utilizados para su control y la salvaguarda de los recursos humanos y materiales.

El SAAFAR es comúnmente conocido a nivel internacional como Sistema de Fuego y Gas (Fire and Gas System).

2.1.1. Arquitectura general para los sistemas F &G

El sistema de detección de fuego y gas se clasifica por su aplicación, en arquitectura punto a punto y arquitectura de lazo:

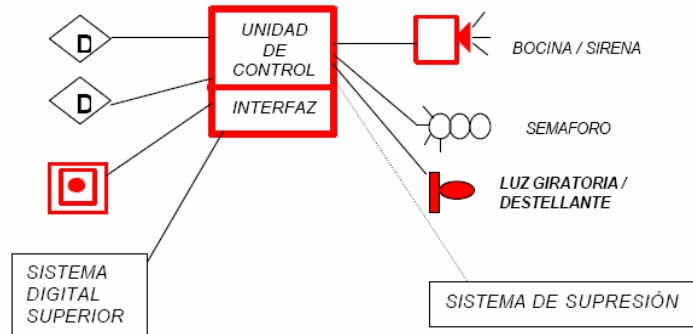


Figura 2.1: Diagrama punto a punto

En la arquitectura punto a punto (Figura 2.1), se define como el sistema en el cual cada uno de sus componentes (detectores, estaciones manuales, alarmas) externos están cableados uno a uno a la unidad de control, teniéndose un enlace para comunicaciones protocolarias a sistemas digitales superiores para información.

Esta arquitectura reduce la probabilidad de falla del sistema en demanda y requiere características especiales en la unidad de control y demás componentes. Está diseñado para aplicaciones de alto nivel en áreas industriales abiertas, en donde no se tiene control sobre el medio ambiente.

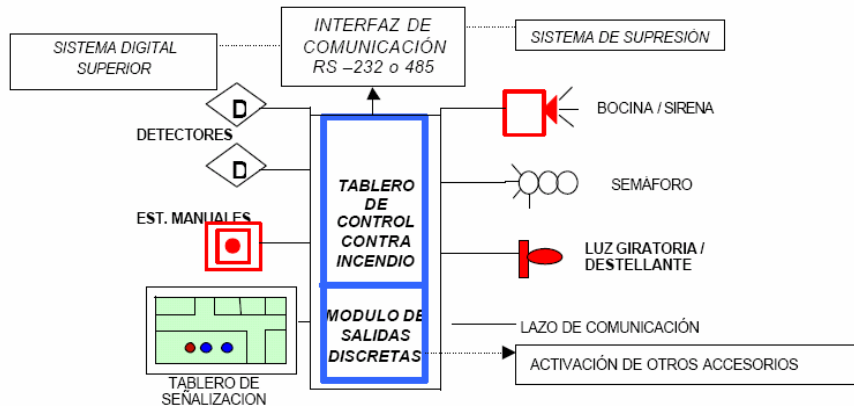


Figura 2.2: Diagrama lazo de comunicación

Un lazo de comunicación (Figura 2.2) se define como el sistema en el cual cada uno de sus componentes están conectados a un lazo general de comunicación. Esta arquitectura, al

no estar sometida a las condiciones ambientales y de riesgo de los procesos industriales, no requiere de componentes con características especiales.

Está diseñado para aplicaciones de bajo nivel en áreas cerradas en donde los volúmenes de aire pueden ser conocidos, controlados o mejorados, como cuartos de control, cuartos de baterías y equipo eléctrico, oficinas, cuartos con equipo digital programable, laboratorios y almacenes.

2.1.2. Elementos que integran los sistemas F &G

- Unidad de control (PLC).
- Tablero de control contraincendio.
- Detectores.
- Detectores de gas combustible.
- Detectores de gas tóxico.
- Detectores para Ácido Sulhídrico (H₂S)
- Detectores para Ácido Fluorhídrico (HF).
- Detectores de Humo / Flama.
- Detector de Humo.
- Detector de Flama.
- Alarmas.
- Estaciones manuales de alarma.
- Sistemas de comunicación.

2.2. Detectores

Un detector es un dispositivo que sensa manifestaciones de cualidades o fenómenos físicos, como la energía, velocidad, aceleración, tamaño, cantidad, etc. Podemos decir también que es un dispositivo que aprovecha una de sus propiedades con el fin de adaptar la señal que mide para que la pueda interpretar otro elemento como una válvula automática, etc.

Muchos de los sensores son eléctricos o electrónicos. También se puede decir que un sensor es un tipo de transductor que transforma la magnitud que se quiere medir, en otra, que facilita su medida y su procesamiento anterior.

Desde el punto de vista de la forma de la variable de salida, se pueden clasificar los sensores en dos grupos: analógicos, en los que la señal de salida es una señal continua, analógica; y digitales, que transforman la variable medida en una señal digital, a modo de pulsos o bits.

A los sensores, se les debe exigir una serie de características, que son:

- Exactitud. Hace referencia a que se debe poder detectar el valor verdadero de la variable sin errores sistemáticos. Sobre varias mediciones, la media de los errores cometidos debe tender a cero.

- Precisión. Una medida será más precisa que otra si los posibles errores aleatorios en la medición son menores.

- Rango de funcionamiento. El sensor debe tener un amplio rango de funcionamiento, es decir, debe ser capaz de medir de manera exacta y precisa una amplia gama de valores de la magnitud correspondiente.

- Velocidad de respuesta. El sensor debe responder a los cambios de la variable a medir en un tiempo mínimo. Lo ideal sería que la respuesta fuera instantánea.

- Calibración. La calibración es el proceso mediante el que se establece la relación entre la variable medida y la señal de salida que produce el sensor.

- Fiabilidad. El sensor debe ser fiable, es decir, no debe estar sujeto a fallos inesperados durante su funcionamiento.

- Costo. El costo para comprar, instalar y manejar el sensor debe ser lo más bajo posible.

- Facilidad de funcionamiento. Por último, sería ideal que la instalación del sensor no necesitara de un aprendizaje excesivo.

Los sensores que a continuación se mencionan son los más utilizados para este tipo de aplicaciones.

Fotoeléctricos: su construcción, se encuentra basada en el empleo de una fuente de señal luminosa (lámparas, diodos LED, diodos láser, etc.) y una célula receptora de dicha señal, como pueden ser fotodiodos, fototransistores, etc.

Según la forma en que se produzca esta emisión y detección de luz, podemos dividir este tipo de sensores en: captadores por barrera, o captadores por reflexión.

- Captadores por barrera. Estos detectan la existencia de un objeto, porque interfiere la recepción de la señal luminosa.

- Captadores por reflexión. La señal luminosa es reflejada por el objeto, y esta luz reflejada es captada por el captador fotoeléctrico, lo que indica al sistema la presencia de un objeto.

2.2.1. Detector de fuego

Por miles de años, el hombre ha estado fascinado por el fuego, y ha dependido de él. Lo ha usado como fuente de energía para cocinar los alimentos, para proveerse de calor y para procesar materiales para sus diferentes actividades. Pero el fuego puede ser tan peligroso como útil. Incluso en la actualidad, cuando la energía eléctrica ha reemplazado los tradicionales usos del fuego, incendios no intencionales pueden ser causados por una chispa, cortos circuitos, exceso de calor originado por aparatos eléctricos, y materiales explosivos. Tan pronto un incendio inicia, generalmente es fácil controlarlo con pocas cantidades de agua, sin embargo, luego de unos minutos, todo un balde de agua sería necesario para hacerlo y, un poco mas tarde, toneladas de agua no serían suficientes para controlarlo. Es por ello que los sistemas de detección y extinción automática de fuego juegan un papel muy importante, por no decir crítico, en la carrera entre la propagación del fuego y la llegada de las brigadas de bomberos que lo pueden controlar.



Figura 2.3: Sensor de fuego

Un detector de fuego es un dispositivo inteligente y direccionable en campo, para la supervisión de incendio que puede ser iónico y/o fotoeléctrico. La función de operación es mediante una cámara electrónica que capta las partículas de combustión a tal grado de llenar la cámara en el caso de los detectores iónicos y en el caso de los detectores fotoeléctricos dichas partículas se oponen a un haz de luz dentro de la cámara, ambos detectores en su caso se alarmarán por alta concentración de humo. Al suceder estos eventos y por tal, la señal será enviada al tablero de control principal (Figura 2.3).

2.2.2. Detector de humo.

El detector de humo debe tener contactos para envío de señales discretas, debiendo utilizarse para configuraciones punto a punto, con tableros contra incendio (Figura 2.4).

El instrumento de detección podrá tener cualquiera de los dos principios siguientes para llevar a cabo la detección de humo:

- Principio de detección Fotoeléctrico.
- Principio de detección por Ionización.

El detector de humo para áreas cerradas será de comunicación estable con inmunidad al ruido; cuando no se encuentre activado, el consumo de corriente debe ser menor a 0.1 mA y debe contar con un diodo emisor de luz intermitente mientras no esté activado; en el caso de alarma, la luz será fija. Los detectores de humo tipo iónico para áreas abiertas deben ser de doble cámara de detección, capaces de detectar cualquier tipo de humo. La sensibilidad mínima de 0.8 % de oscuridad por cada 30 centímetros de distancia. Estos detectores deben operar bajo las siguientes condiciones:

- Velocidad máxima del aire, 1.5 m/seg.

Detector	Periodo
Flama ultravioleta	$< 0,1seg$
Flama infrarroja	$< 0,003seg$
Flama ultravioleta / infrarroja	$< 0.5 seg.$
Flama infrarroja / infrarroja	$< 0.06 seg.$
Luz visible Uv /Ir/ combinacion	$< 0.5 seg$

Cuadro 2.1: Tiempo de respuesta de los detectores de flama

- Rango de temperatura, de $0^{\circ}C$ a $45^{\circ}C$
- Humedad relativa $< 93\%$.



Figura 2.4: Detector de humo

2.2.3. Detector de flama.

El elemento sensor debe funcionar basándose en el principio fotoeléctrico, a través del procesamiento dinámico de la señal en las bandas ultravioleta, infrarroja o su combinación.

Estos detectores deben ser específicos para identificar el fuego y evitar interferencias por otras fuentes, tales como soldadura eléctrica, rayos X, descargas eléctricas atmosféricas o luz solar, así como fuentes de luz infrarroja o luz incandescente que pudieran producir falsas alarmas (Figura 2.5).

El tiempo de respuesta de los detectores de flama, dependerá de su rango espectrofotométrico ver el (Cuadro 2.1):

Los detectores de flama deben ser inmunes a la interferencia electromagnética o radiofrecuencia. Este equipo debe ser capaz de detectar las flamas de cualquier material combustible, incluyendo el hidrógeno.

Los detectores de flama deben ser capaces de identificar como mínimo, un fuego de gasolina localizado en una charola de 30 por 30 centímetros, a una distancia sobre su eje óptico de 15 metros.



Figura 2.5: Detector de flama

2.2.4. Detector de gas

Los sensores de gas se diferencian por el tipo de gases que son capaces de detectar. Dependiendo del tipo de instalación que se tenga, ya sea gas natural, propano, butano, etc., se colocará el detector correspondiente. Los hay capaces de detectar varios tipos de gases diferentes.

(El nivel de sensibilidad). Para el funcionamiento de los detectores de gas es necesaria una concentración de gas en el aire. La concentración que suele activar este tipo de detectores oscila entre el 10 y 15 % de gas en el aire (Figura 2.6).

Sistema de detección:

- Sensor
- Transmisor con caja de conexiones
- Alambrado de campo



Figura 2.6: Componentes de un detector de gas

- Gas de calibración y accesorios

Los detectores de gas mide la concentración en el punto donde se localizan y lee en % (Figura 2.7).

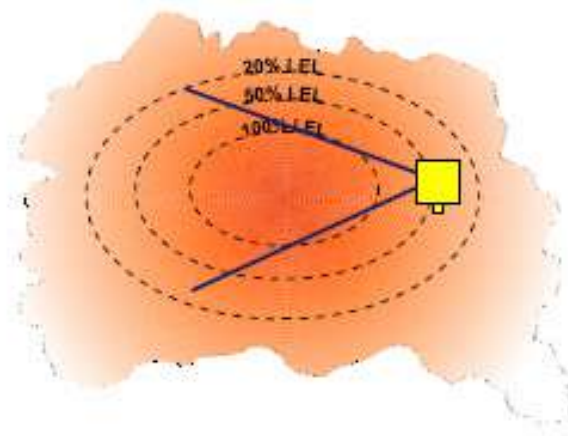


Figura 2.7: Detección de gas 100 %

El detector debe de estar dentro de la nube de gas (Figura 2.8).
Limitaciones del detector de gas vientos y barreras (Figura 2.9).

2.2.5. Detector de gas combustible.

El equipo detector debe estar compuesto por dos dispositivos principales: sensor y transmisor. Entre los detectores de gas combustible (llamados también por aplicación detectores de mezclas explosivas) hay dos clases de detectores: infrarrojos y catalíticos. El detector debe

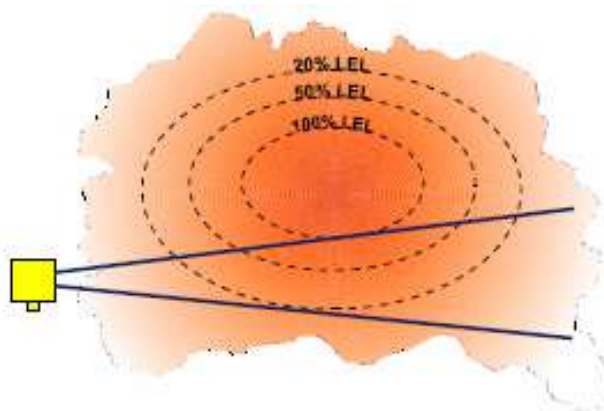


Figura 2.8: No detección de gas

tener capacidad para determinar la concentración del gas en un rango de 0 a 100 % del límite inferior de explosividad (LIE) o por sus siglas en inglés (LEL) lower explosive limit (Figura 2.11). El detector debe incluir una pantalla digital tipo cristal líquido (LCD), en la que se mostrará la concentración del gas (Figura 2.10).

El tiempo de respuesta para la prealarma, debe ser de 5 segundos y de 10 segundos para la alarma, con una repetibilidad de + 3% de factor de seguridad.

No existe una nube de gas típica pero se asumirá lo siguiente:

- La concentración de gas será mayor en el centro.
- La forma siempre es irregular y/o se incrementa o se esparce por la acción del tiempo.

2.2.6. Detector de gas tóxico.

Los detectores de gas tóxico pueden ser para ácido sulfhídrico, ácido fluorhídrico y otros gases. El detector debe tener la capacidad para fijar al menos dos puntos para activar la prealarma y la alarma (Figura 2.12).

2.2.7. Detector para ácido sulfhídrico (H₂ S).

El elemento detector debe ser específico para este gas, sin interferencias y que opere bajo los principios de oxidación catalítica o difusión / adsorción.

- El instrumento debe tener un rango de 0 a 100 ppm.
- El tiempo máximo de respuesta para la prealarma será de 15 segundos.

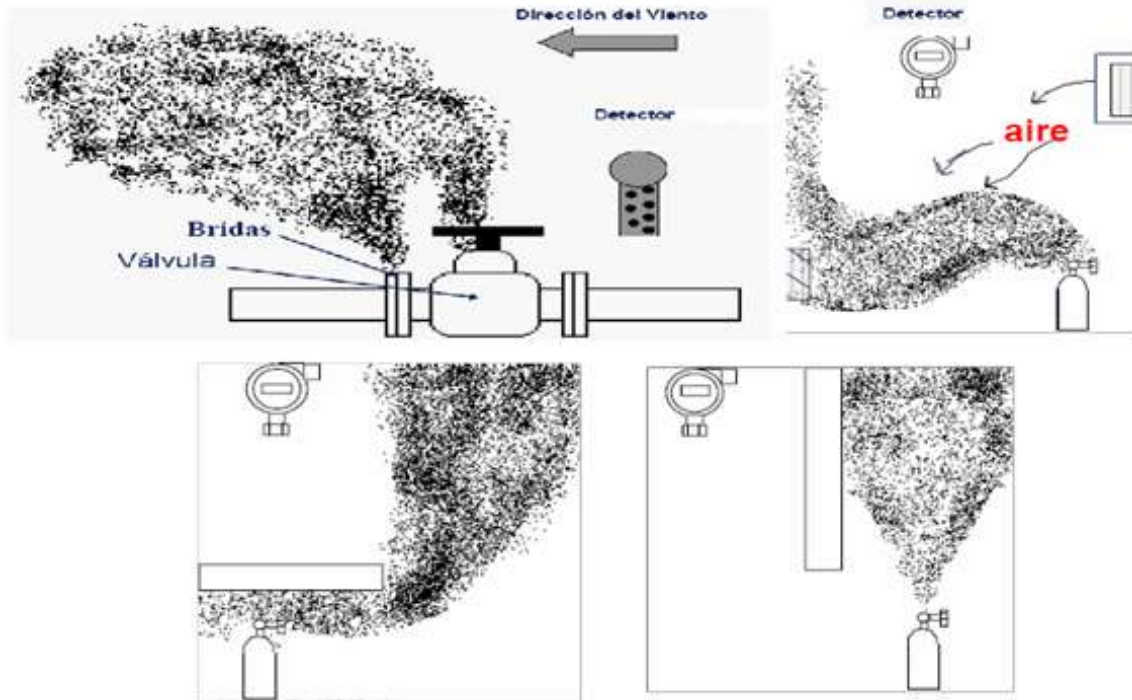


Figura 2.9: Efectos de corrientes y barreras

2.2.8. Detector para ácido fluorhídrico (HF).

El detector debe ser específico para este gas, sin interferencias y que opere bajo el principio de celda electroquímica, considerando un rango permisible de 0 a 10 ppm de ácido fluorhídrico. Además el tiempo máximo de respuesta para la prealarma será de 15 segundos y de 35 segundos para la alarma.

En el caso de cualquier otro gas tóxico el sensor debe ser específico para un gas tóxico en particular, sin interferencias y que opere de acuerdo a las características del gas. Otro factor que debe tomarse en cuenta el tiempo de respuesta, de acuerdo a las concentraciones que pongan en riesgo al personal.

2.3. Actuadores

Un actuador es un elemento capaz de generar fuerzas a partir de líquidos, energía gaseosa y eléctrica. El actuador recibe una señal del controlador y envía una señal para activar un elemento final de control como una válvula de control, alarmas audibles, visuales, estaciones de alarma, etc.



Figura 2.10: Detector de gas combustible

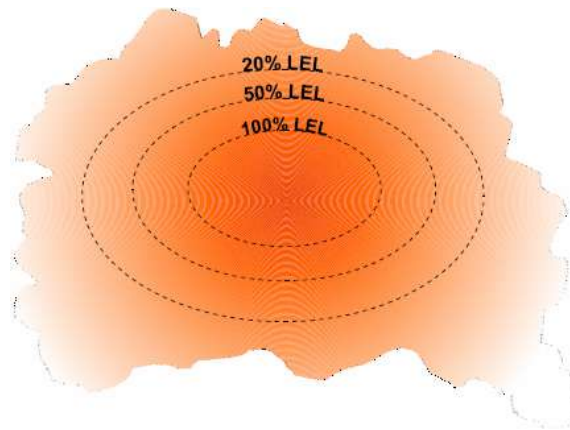


Figura 2.11: LIE (limite inferior de explosividad) o LEL

2.3.1. Válvula de control

Este elemento de control realiza la función de variar el caudal del fluido de control que modifica a su vez el valor de la variable medida comportándose como un orificio de área continuamente variable, y se compone básicamente por el cuerpo y un servomotor.

El cuerpo de la válvula contiene en su interior el obturador y los asientos y está provisto de rosca o de bridas para conectar la válvula a la tubería. El obturador es quien realiza la función de control de paso de fluido y puede actuar en la dirección de su propio eje o bien tener un movimiento rotativo. Esta unido a un vástago que pasa a través de la tapa del cuerpo y que es accionado por el servomotor (Figura 2.13).



Figura 2.12: Detector de gas tóxico

Riesgo / Aviso	Tono / Sonido
Fuego	Sirena rápida
Gas combustible	Corneta continua
Gas toxico	Sirena lenta temporal
Evacuacion	Sirena extremadamente rapida
Hobre / Agua	Alternante alto - bajo
Simulacro	Corneta / Intermitente / Lenta

Cuadro 2.2: Identificacion de Riesgos Mediante Alarmas Sonoras

2.3.2. Alarmas audibles

El sistema de alarma sonora debe estar formado por:

- Un generador de tonos capaz de producir varios tonos o mensajes.
- Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos, las cuales deben estar protegidas contra las condiciones del medio ambiente.

Los tonos que se deben utilizar según los riesgos que puedan ocurrir, son los siguientes ver el (Cuadro 2.2):

Para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora será entre 85 dB y 114 dB a 3 metros. En el caso de áreas con nivel sonoro continuo equivalente a los 85 dB, el nivel mínimo de la alarma debe ser 15 dB mayor que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 o más segundos, pero nunca más de 120 dB, salvo el caso de que se trate de evacuación. Por otro lado, la frecuencia debe estar dentro del rango de 300 a 1500 Hertz (Figura 2.14).

La alarma audible en interiores o áreas cerradas, debe ser capaz de generar un sonido con una intensidad de 70 dB a 3 metros. Para el caso de las bocinas y altoparlantes que emitan mensajes hablados, se requiere que la señal emitida sea clara.



Figura 2.13: Válvula de control

La alarma audible podrá recibir señales de tonos o mensajes hablados desde un punto remoto.

2.3.3. Alarmas visibles.

Son alarmas visibles que a su activación emiten luces de colores con luz intensa, permitiendo avisar al personal que se encuentra en el área, de la existencia de una condición de emergencia. La intensidad luminosa requerida en los señalizadores para indicar alarma, debe ser 10 veces superior a la ambiental.

Las alarmas visibles que indiquen condición normal deben ser del tipo continuo.

Las alarmas visibles que indiquen condición de alarma deben ser del tipo destellante / intermitente, con una frecuencia de aproximadamente 90 destellos por minuto y una intensidad luminosa de 700,000 a 1,000,000 candelas (Figura 2.15).

Podrán existir dos o más luces encendidas a la vez, excepto la luz verde, que se debe apagar en el momento en que se active cualquier otra luz de alarma.

Debe existir un letrero permanente que indique lo que significa cada luz y alguna otra información necesaria.

Los colores que permiten identificar la condición anómala detectada, se muestra en el (Cuadro 2.3)

Deben poderse confirmar los resultados mediante pruebas, para garantizar que el personal sea debidamente alertado, aún en condiciones extremas como lluvia, niebla, humo o sol brillante.



Figura 2.14: Alarma audible

Color	Razón de Alarma
Verde	Condicion normal
Rojo	Fuego
Azul	Gas toxico
Ambar	Gas combustible
Blanco	Derrame de producto o abandono de (Plataforma)
Violeta	Hombre al Agua

Cuadro 2.3: Identificacion de Riesgos Mediante Alarmas Visibles

2.3.4. Estaciones manuales de alarma.

En un sistema de detección de incendio, es indispensable la instalación de estaciones manuales que al ser accionadas por el hombre, transmitan una señal de alarma a la unidad de control o tablero contra incendio (Figura 2.16).

Las características técnicas que debe cumplir la estación manual son las siguientes:

- Tipo: “Jálese en caso de incendio”, o botonera; en este caso permanece la alarma activada hasta que se restablezca (reset) normalmente.
- Alimentación 24VDC proporcionada desde la unidad de control o tablero contra incendio.
- Gabinete plástico de alto impacto, acabado con esmalte rojo y la palabra “FUEGO” inscrita con esmalte blanco.
- Montaje para sobreponer en pared.



Figura 2.15: Alarma visible

2.4. PLC instalado en la planta (HDR)

El Sistema Fuego y Gas esta compuesto por: un PLC TMR (Triple Redundancia Modular) de la firma TRICONEX donde se encuentran el procesador triple redundancia y las tarjetas de comunicación de entrada y salida, un Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI o UPS), una unidad de programación portátil para configuración/operación, un enlace de comunicación con (SCD) FOXBORO a través de una interfase dual Nodbus y la conexión de los diferentes (transmisores, detectores, válvulas solenoides, alarmas, etc.)

2.4.1. Especificaciones de los componentes que integran el PLC Fuego y Gas Triple Redundancia ó (F&G TMR)

2.4.2. Chasis Principal y Expansión (TMR)

El Controlador Lógico Programable (PLC) de la marca TRICONEX instalado se compone de dos chasis. El primer chasis del sistema se le llama Chasis Principal (Modelo 8110) (Figura 2.17). Para expandir la capacidad del sistema se empleo un Chasis de Expansión (Modelo 8111) (Figura 2.17).

El Chasis principal contiene los siguientes módulos:

- 2 Módulos para energía de alimentación modelo 8310
- 3 Procesadores principales modelo MP3008
- Módulo para comunicación modelo EICM4119A para la conexión de la laptop de configuración.



Figura 2.16: Estación manual de alarma

- 2 Módulos de comunicación modelo ACM4609 para comunicación redundante con el (SCD) I/A series.
- 5 Módulos de entradas analógicas modelo 3700A para las señales de entradas al sistema de 4-20 mA

El Chasis de expansión tiene los siguientes módulos:

- 2 Módulos para energía de alimentación modelo 8310
- 2 Tarjetas de entradas digitales con reemplazo en línea
- 5 Tarjetas de salida digital de comunicación

En el chasis principal tiene un selector de tres estados con lo cual se controla de forma completa al PLC. A este selector se le puede posicionar en RUN (correr), PROGRAM (programación) y STOP (alto) (Figura 2.18).

2.4.3. Módulo de energía 8310

El módulo de energía 8310 (Figura 2.19) esta identificado por MPS-8310 y esta localizado en el chasis Principal y Expansión, su función es el suministro de energía al (PLC) TRICONEX. En cada chasis del PLC se cuenta con dos fuentes de energía localizadas en la parte izquierda del chasis, arregladas en una configuración de redundancia dual, los cuales convierten la energía que se suministra de la línea a un valor adecuado para los módulos del PLC, Cada modulo envía energía desde la placa principal en el interior del chasis y tiene reguladores de energía independientes para cada vía lo cual significa que al fallar un modulo de energía o un riel de energía no se afecta el funcionamiento del sistema.

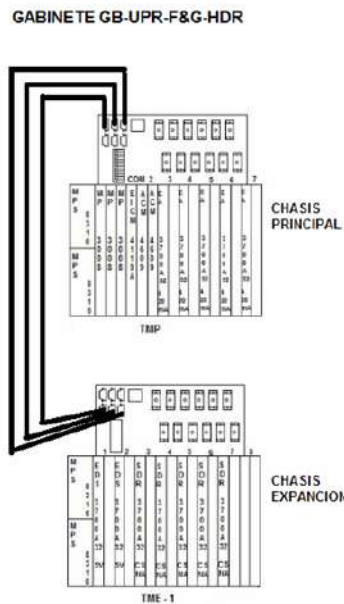


Figura 2.17: Chasis Principal y Expansión (F&G)

En caso de que algún módulo falle, este se puede reemplazar en línea sin necesidad de desconectar algún cable o de abrir los módulos. Solo hay que retirar al módulo del chasis. Bajo circunstancias normales de operación, ambos módulos de energía se encontraran activados alimentando al PLC; en condiciones normales de operación, solo estarán encendido la luz junto a la leyenda “PASS” (aceptado y energizado).

2.4.4. Modulo del procesador TRICONEX

Identificado por (MP – 3008), situado en el chasis principal (Figura 2.20) . El sistema de control tolerante a fallas Tricón contiene tres procesadores principales los cuales se encargan de ejecutar en forma paralela el diagnóstico del sistema y la aplicación programada del usuario. Cada uno controla por separado una vía (rama) del sistema y opera en paralelo con los otros dos procesadores.

Una parte de cada procesador se dedica a manejar el intercambio de datos entre el procesador principal y los módulos de entrada y salida.



Figura 2.18: Selector RUN, PROGRAM y STOP

Para este proceso, se emplea un Bus triplicado de entrada/salida, localizado en la parte interior del chasis el cual se puede extender de chasis a chasis por medio de cables de Bus entrada/salida (Figura 2.21).

En la (Figura 2.22) se muestra como es la conexión para la expansión de chasis a chasis por medio de un cable bus de entrada/salida.

El programa de control genera una tabla de valores de salida basados en la tablas de valores de entrada de acuerdo a la rutina programada por el usuario para la aplicación. El procesador de E/S en cada procesador principal conduce la transmisión de los datos de salida a los módulos de salida mediante el Bus E/S. Usando la tabla de valores de salida, el procesador de comunicaciones E/S genera tablas mas pequeñas, cada una correspondiente a un módulo individual de salida en el sistema. Los valores de cada pequeña tabla se transmiten a la dirección apropiada del módulo de salida correspondiente sobre el bus de E/S.

En el caso de que se presente una falla externa de energía, la memoria SRAM se protege por una batería colocada junto al Puerto Bus E/S (Figura 2.23), los cuales también mantienen la integridad del programa.

2.4.5. Módulo de comunicaciones inteligente

Identificado por (EICM – 4119) (Figura 2.24), ubicado en el chasis principal y su función es la comunicación MODBUS con una configuración TriStation 1131. EL Módulo de Comunicaciones Inteligente Mejorado (EICM por sus siglas en ingles) permite la comunicación con los siguientes dispositivos:



Figura 2.19: Módulo de energía

- Otros controladores TRICONEX
- PC's con software de configuración TriStation 1131

Cada módulo EICM contiene cuatro puertos de de comunicación serial y un puerto paralelo los cuales pueden operar al mismo tiempo. Los cuatro puertos seriales son configurados con una dirección única y pueden ser utilizados para comunicaciones MODBUS o TriStation. La comunicación puede ser realizada en modo ASCII. Por su parte el puerto paralelo proporciona una interfaz CENTRONICS para uso de impresión.

Cada EICM soporta una velocidad agregada de datos de 57.6 kbaudios, esto es el total de la velocidad de datos para todos los cuatro puertos deben ser menor o igual a 57.6 kbaudios. La comunicación de los módulos EICM por el procesador principal se efectúa mediante el bus de comunicaciones triplicado.

Por su parte el software de configuración TRICONEX utiliza alguno de sus puertos seriales para transmitir la configuración realizada al controlador. Cuando un programa es escrito para el controlador Tricón, los nombres de variables son usados como identificadores. Sin embargo, los dispositivos Modbus utilizan direcciones numéricas llamadas Alias como identificadores. Por lo tanto, un Alias debe ser asignado a cada nombre de variable Tricón que será accesada por un dispositivo Modbus. Un alias es un número de cinco dígitos que representan el tipo de mensaje Modbus y la dirección de la variable en el Tricón.



Figura 2.20: Procesador triple redundancia

TriStation automáticamente suministra Alias para las variables de entrada y de salida declaradas en el programa de control. Para variables de memoria, se puede seleccionar un Alias de un rango valido suministrado por TriStation.

2.4.6. Módulos de comunicación avanzada

Los módulos de comunicación avanzada, identificados por ACM – 4609 (Figura 2.25), localizados en el chasis principal y su función es la comunicación MODBUS con una configuración TriStation 1131. Estos módulos de comunicación multifuncional integra la operación del Tricón con el ambiente de un sistema abierto como el I/A series. El módulo de comunicaciones avanzado comunica información de proceso a una red de datos completa para uso de cualquiera en el MODBUS I/A series, transmitiendo todos los datos Tricón (Alias) e información de diagnósticos para el operador en la estación de trabajo I/A series, mediante desplegados gráficos.

El módulo ACM tiene la capacidad de proveer las siguientes funciones disponibles para los sistemas I/A series:

- Direccionamiento de puntos críticos de E/S y transmisión de sus estados a un sistema I/A series mediante el uso de una Base de Datos Administrativa de Objetos.

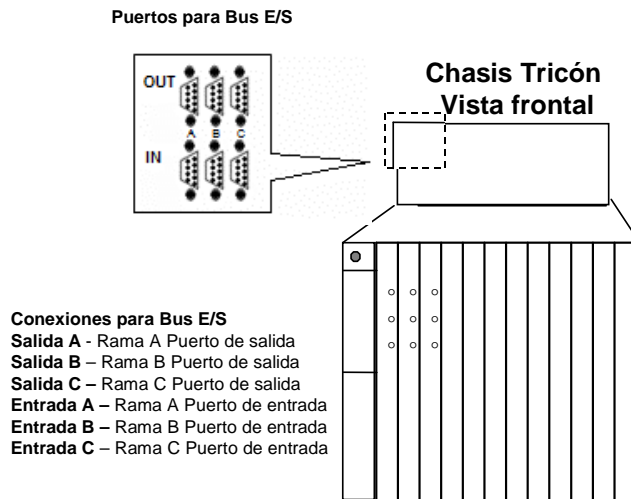


Figura 2.21: Puerto para buses de E/S

- Procesamiento de alarmas Tricón y su propagación a destino de usuario definido en el I/A series en modo de mensaje.
- Lectura y escritura de datos alias para satisfacer los requerimientos de un sistema I/A series.
- Permite habilitar la sincronización de tiempo desde un ambiente I/A series.
- Capacidad de cambien en caliente para un respaldo en caliente de las comunicaciones con un NODEBUS I/A series.

Adicionalmente a las interfaces de comunicación entre un controlador TRICONEX y un NODEBUS I/A series, el modulo ACM puede concurrentemente tener la interfaz con PC's externas a través de un puerto BNC 802.3 independiente (NET 2). Mediante el puerto NET 2 el modulo ACM puede soportar los siguientes protocolos y aplicaciones:

- Protocolo TriStation para la programación del controlador mediante el software TriStation 1131.
- Protocolo TCP(UDP)/IP para usuarios de lectura y/o escritura en aplicaciones externas.

Con un módulo ACM TRICONEX, podemos establecer una comunicación con el NODEBUS I/A series mediante el puerto de comunicación NET 1; o bien una comunicación con PC's externa mediante el puerto NET 2; teniendo la capacidad de tener ambas comunicaciones de manera simultanea.

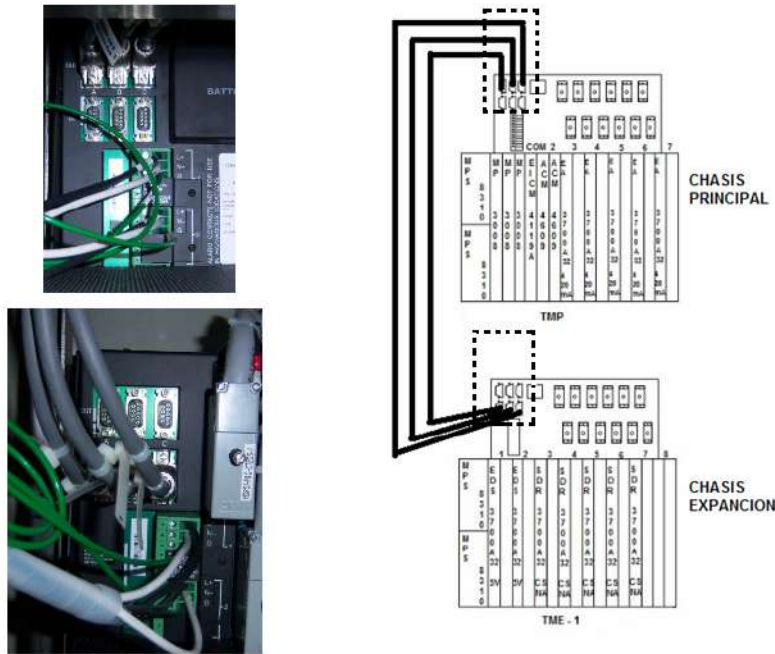


Figura 2.22: Expansión de chasis a chasis

El módulo ACM soporta una gran variedad de aplicaciones de control en un ambiente I/A series, los cuales incluye:

- Monitoreo remoto de un sistema de seguridad.
- Procesamiento de secuencia de eventos.
- Escaneo de datos.
- Ajustes remotos de control (setpoint).

2.4.7. Módulos de entradas analógicas / entradas digitales supervisadas

Las entradas analógicas y digitales están identificadas por (EA/EDS – 3700A) localizadas en el chasis principal y expansión (Figura 2.26). El modulo de entradas analógicas tiene internamente tres derivaciones independientes para cada entrada. Cada derivación de entrada recibe la señal variable de voltaje de cada punto, convirtiéndola a valores digitales transmitiéndola posteriormente a los tres procesadores principales.



Figura 2.23: Batería de protección de memoria

Posteriormente se selecciona un valor mediante un algoritmo de valor medio para asegurar un dato correcto en cada barrido, empleando este resultado en la aplicación configurada por el usuario.

La detección de cada punto de entrada se realiza de tal forma de evitar posibles interferencias en la derivación afectada por otra derivación. Cada Módulo de entrada Analógica mantiene constantemente un diagnostico para cada derivación. Cuando se detecta una falla por el diagnostico en alguna derivación, se activa el indicador de falla “FAULT” del modulo con lo cual también se activa la señal de alarma del chasis. Con el indicador de falla se reporta una falla en alguna derivación y no una falla en el módulo (el módulo puede operar de forma adecuadamente aun teniendo falla en dos derivaciones).

Los módulos de entrada analógica, al igual que todos los módulos de entradas y salidas, soportan una función de “repuesto en caliente” con lo cual se puede remplazar en línea algún módulo en falla o un restablecimiento continuo de un módulo activo. Los módulos de entrada analógica requieren el empleo de terminales para conexión de dispositivos de campo, los cuales se comunican con el módulo mediante un cable propietario del sistema Tricon.

Para el uso de estos módulos como un diseño de Lazo de Supervisión de una Entrada Digital (EDS), es necesario un divisor de Voltaje mediante un arreglo de resistencias, el cual permita leer cuatro distintos valores de Corriente (mA) a la entrada negativa de un punto en el módulo, lo anterior se realiza mediante un circuito con el que podremos monitorear las siguientes condiciones de un lazo:

- Corto circuito
- Circuito abierto
- Condición normal

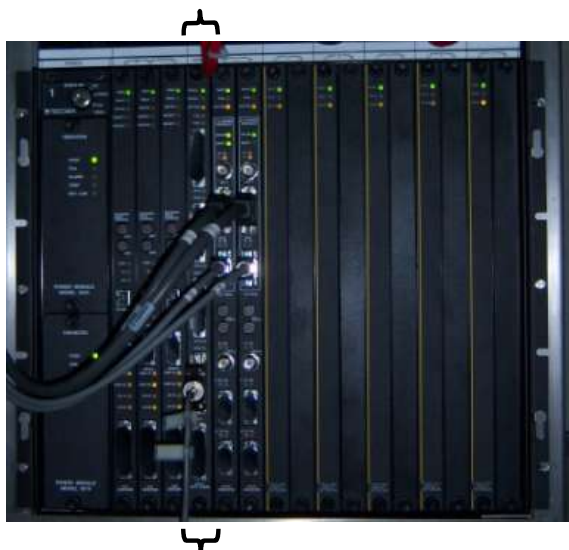


Figura 2.24: Módulo de Comunicaciones Inteligente

- Condición de activado

2.4.8. Módulos de salidas digitales de relevador

Las salidas digitales de relevador identificada por (SDR – 3636R) localizadas en el chasis principal.(Figura 2.27) El módulo para salidas a base de relevador es un módulo no – triplicado para uso en puntos no críticos en los que se requiera el empleo de contactos secos, y el cual no es compatible con los contactos de salida de estado sólido para “estados altos”. El módulo recibe sus señales de salida desde el procesador principal de cada una de las tres derivaciones. Los tres grupos de señales son consultados antes de emplear el resultado para actuar los 32 relevadores individuales.

Cada salida tiene un circuito de retroalimentación con el que se verifica la operación de cada contacto en los relevadores de forma independiente para la presencia de cargas. La operación del diagnostico del sistema verifica la operación de los módulos de salida de relevador, los cuales no se recomiendan para emplearse en puntos críticos o para que se les conecte alguna carga de campo. La falla de cualquier diagnostico activa el indicador junto a la leyenda “FAULT” (falla), el cual activa la alarma del chasis.

El modulo cuenta con contactos normalmente abiertos, soporta altas temperaturas de funcionalidad y requiere de unas terminales para conexión de señales de campo comunicando con el modulo mediante un cable propiedad del sistema Tricón.



Figura 2.25: Módulo de comunicaciones avanzadas

Este modelo al igual que el resto de los módulos requieren el uso de terminales para conexión de dispositivos de campo, los cuales se comunican con el módulo mediante un cable propiedad del sistema Tricón.

2.4.9. Fuente de alimentación de instrumentos 24 VCD

Las fuentes de alimentación de 24 VCD Marca KEPCO (Figura 2.28), se emplea para el suministro de voltaje (24 VCD) a los dispositivos sensores de campo y/o módulos transmisores que requieran de esta tensión eléctrica del Sistema de Detección de Fuego y Gas. La instalación de esta fuente será dual (dos fuentes por gabinete) para contar con redundancia en alimentación a los dispositivos de campo.

Este modelo proporciona una protección por sobre tensión y corriente, así mismo un control remoto de encendido – apagado, un ajuste alejado del voltaje y arreglo en paralelo master – slave con una función actual del balance.

Las fuentes de alimentación programables de KEPCO RKW son módulos de Alta Eficiencia del modo interruptor. Proporciona un Factor de Corrección de Energía para reducir la corrupción armónica de las líneas de CA.



Figura 2.26: Módulo de entradas analógicas/entradas digitales

Cant.	Modelo	Tipo	Descripcion	Caract.	puntos
3	3008	MP	Modulo del procesador Tricon TMR	16 Mb	
4	8310	MPS	Modulo fuente de alimentacion Tricon	120 Vca	
1	4119A	EICM	Modulo de comunic. inteligente mejorado	RS-485/RS-232	
2	4609	ACM	Modulo de comunicaciones avanzado	I/A series	
5	3700A	EA	Modulo de entradas analógicas	4- 20 mA	32
2	3700A	EDS	Modulo de entradas digitales supervizadas	0- 5 Vcd	32
5	3636R	SDR	Modulo de sal. digitales contacto seco N.A	Relay	32

Cuadro 2.4: Módulos del PLC Instalados

Cuenta con una salida de señal con fidelidad notable; las RKW 24 – 65K cuenta con condensadores grandes de la salida así que la constante del tiempo dependerá de la carga y en caso de la cargas muy ligeras o ninguna carga, la respuesta de la descarga será lenta.

2.5. Distribucion de targetas en el PLC

En el (Cuadro 2.4) se muestra la cantidad de módulos del PLC TRICONEX instalados en el chasis principal y expansion, así como el modelo de los módulos y características propias, mencionando también el número de entradas analógicas (EA), el número de entradas digitales (EDS) y el número de salidas digitales (SDR). En la (Figura 2.29) se muestran los módulos instalados.



Figura 2.27: Módulo de salidas digitales de relevador

2.6. Comunicación con la instrumentación de campo

La comunicación de entrada de los instrumentos de campo hacia el PLC (Figura 2.30), son detectores de gas, fuego y toxicidad, la señal emitida de dichos detectores es de 4 a 20 mA y estaciones manuales, detectores de humo es con una señal de 24 VCD. La comunicación de salida se realizara mediante las alarmas audibles, visibles, y las válvulas solenoides y su señal será de 120 VCA (Figura 2.31).

2.7. Comunicación MODBUS

La mayor parte de las comunicaciones entre los instrumentos de proceso y el sistema de control se basan en señales analógicas (neumáticas 0.2 – 1 bar. utilizadas en pequeñas plantas y en válvulas de control y electrónicas de 4 – 20 mA). Sin embargo, los instrumentos digitales capaces de manejar grandes volúmenes de datos y guardarlos en unidades históricas están aumentando día a día sus aplicaciones. Su precisión es una diez veces mayor que la de la señal clásica de 4 – 20 mA. En lugar de enviar cada variable por un par de hilos (4-20mA) transmiten secuencialmente las variables a través de un cable de comunicaciones llamado bus.

La tecnología “fielbus” o “bus de campo” es un protocolo de comunicaciones digital de alta velocidad. La arquitectura fielbus conecta los sistemas de control distribuido, y controladores programables, instrumentos de medida y transmisión y válvulas de control con computadoras



Figura 2.28: Fuente de alimentación 24V

que pueden trabajar para muchos niveles en la dirección de la planta.

El primer bus de campo, efectivamente abierto, es el MODBUS (Figura 2.32) de Gould Modicon que solo dispone del nivel 1 (físico) y del 2 (enlace).

La arquitectura del MODBUS es:

- Nivel 1: Físico que especifica las condiciones del medio de transmisión, las características eléctricas, mecánicas y funcionales y la codificación de los datos.
- Nivel 2: Enlace que establece el enlace lógico, el control de flujo y de errores, la sincronización de la transmisión y el control de acceso al medio.

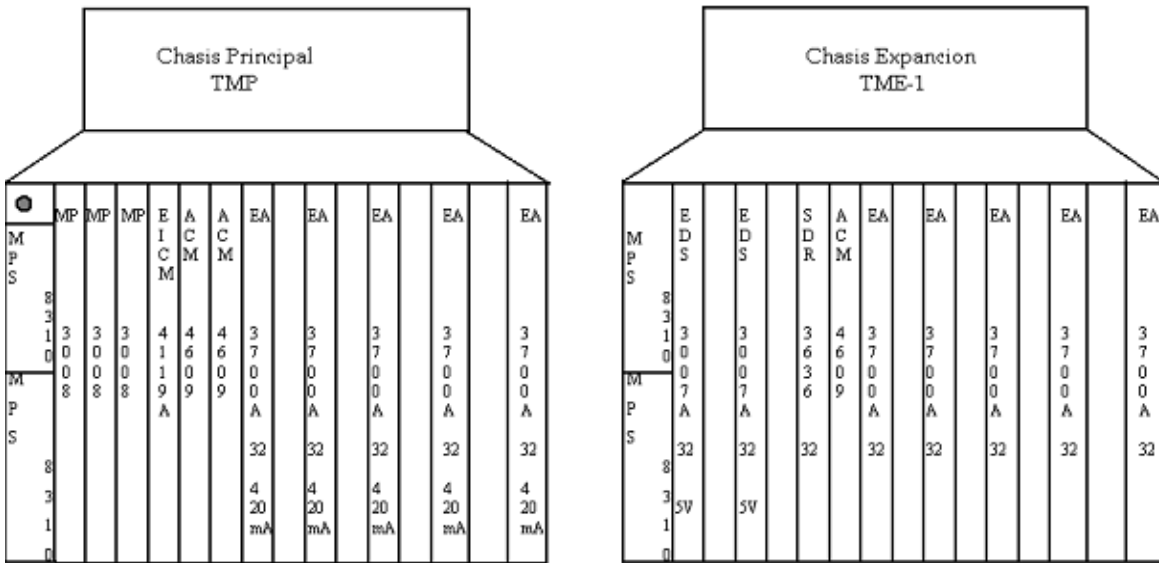


Figura 2.29: Distribución de Targetas

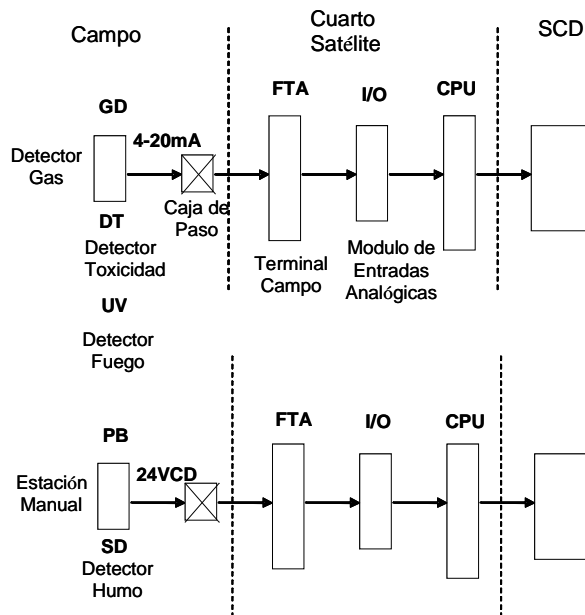


Figura 2.30: Entradas de la Instrumentación de Campo

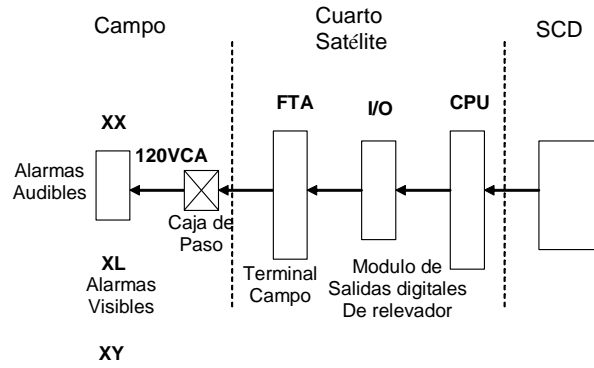


Figura 2.31: Salidas de la instrumentacion de Campo

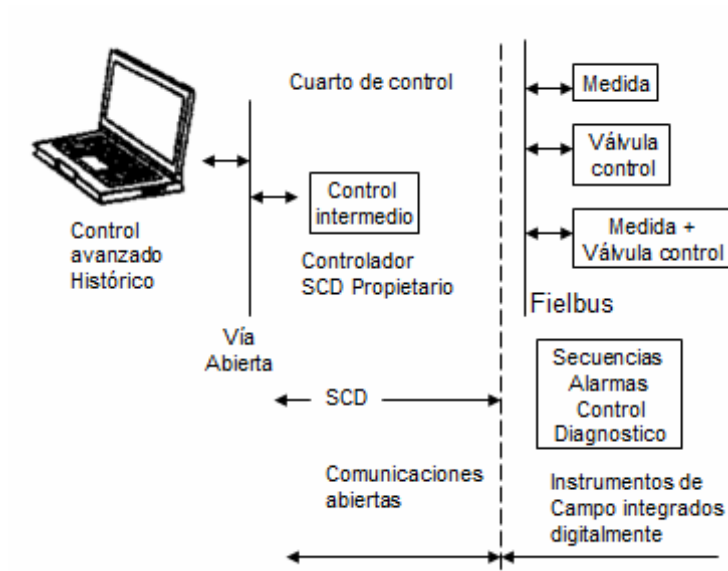


Figura 2.32: Comunicación MODBUS

Capítulo 3

Diseño del Sistema de detección de gas y fuego

3.1. Análisis del sistema

La unidad Hidrodesulfuradora de Residuales (complejo HDR) consiste en un hidrotatamiento catalítico profundo de la mezcla de Gasóleos pesados, ligeros y pesados de vacío. Los gasóleos obtenidos serán enviados como carga a otras Plantas de la refinería para producir gasolina de Ultra Bajo Azufre (UBA).

El Complejo HDR tiene una capacidad de procesamiento de 50,000 BPD, de los cuales 25,000 BPD se procesan en la unidad 3100 y 25,000 BPD se procesan en la unidad 3200. El proceso de las unidades U3100 y U3200 se lleva a cabo en las dos secciones de la planta y que son:

- Sección de Reacción
- Sección de Fraccionamiento

El complejo HDR está constituido por las siguientes secciones denominadas unidades. U3100, U200, U3300, U3400, U3500, U3600, U3700 y U3900 (Figura 3.1).

La unidad U3100 y U3200 se realiza la hidrodesulfuración de los gasóleos pesados. En unidad U3300 se realiza el manejo del catalizador contenido en los reactores de las unidades U3100 y U3200, que se utilizan en el proceso de hidrodesulfuración. La unidad 3400 es una planta generadora de hidrogeno la cual suministra el hidrogeno requerido en el proceso de la unidades U3100 y U3200. La unidad U3500 recibe los gasóleos hidrodesulfurados de la unidad U3100 y U3200 para continuar con el proceso de fraccionamiento y recuperación de ligeros. En la U3600 recibe el agua amarga (agua con H_2S) que se produce en el proceso de la unidad U3100 y U3200 en esta unidad se elimina el sulfhídrico del agua para poderla reutilizar. La

unidad 3700 es una planta recuperadora de azufre la cual recibe el ácido sulfhídrico de las unidades 3100 y 3200 para convertirlo en azufre como producto. La unidad 3900 es una planta tratadora de gas amargo proveniente de las unidades U3100 y U3200, es decir elimina el H₂S del gas el cual se utiliza como combustibles en los calentadores de la unidad U3100 y U3200.

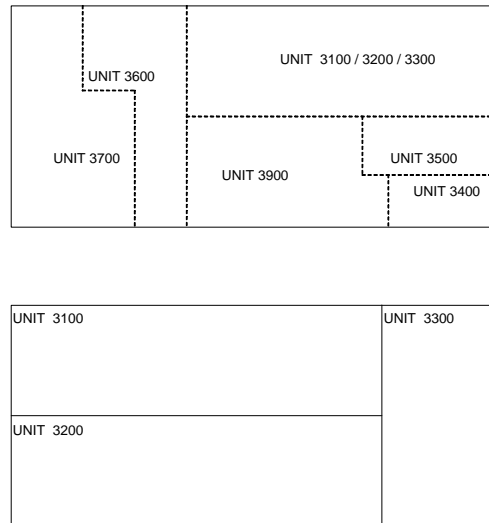


Figura 3.1: Complejo HDR o sector 10

El sistema F &G del complejo HDR cuenta con: 132 detectores, entre los cuales se encuentran 15 detectores de fuego (UV), 59 de gas toxico (TD), 29 de gas combustible (GD), 29 de humo (SD) y 40 botoneras de alarma por fuego (PB) ver (Figura 3.2)

Debido a la magnitud y complejidad de la planta HDR solo se describirá los detectores de la unidad U3100 y el cuarto donde se encuentran instalados los gabinetes que contienen las tarjetas electrónicas de los diferentes sistemas de control del complejo HDR al cual se le denomina cuarto satélite. La distribución de estos detectores y estaciones manuales.

En la sección U3100 se encuentran:

- 9 detectores de fuego (UV)
- 6 detectores de gas toxico (TD)
- 2 detectores de gas combustible (GD)
- 8 botonera de alarma por fuego (PB)

En la sección U3200 se encuentran:

- 4 detectores de fuego (UV)
- 4 detectores de gas toxico (TD)
- 4 detectores de gas combustible (GD)

En la sección U3300 se encuentran:

- 3 detectores de gas toxico (TD)
- 1 detector de gas combustible (GD)

En la sección U3400 se encuentran:

- 3 detectores de gas combustible (GD)

En la sección U3500 se encuentran:

- 2 detectores de fuego (UV)
- 11 detectores de gas toxico (TD)
- 12 detectores de gas combustible (GD)
- 6 botonera de alarma por fuego (PB)

En la sección U3600 se encuentra:

- 10 detectores de gas toxico (TD)

En la sección U3700 se encuentran:

- 23 detectores de gas toxico (TD)
- 4 detectores de gas combustible (GD)
- 24 botoneras de alarma por fuego (PB)

En la sección U3900 se encuentran:

- 2 detectores de gas toxico (TD)
- 3 detectores de gas combustible (GD)
- 2 botonera de alarma por fuego (PB)
- 29 detectores de humo (SD)

UNIDAD 3100

La unidad 3100 que pertenece a la sección de reacción esta compuesta por las siguientes etapas en su proceso (Figura 3.3).

Bombas de carga GA-3103A y GA-3103B

Compresor de recirculación GB-3102

Hidrogeno de reposición GB3101 y GB3151

Calentador BA-3101

Reactores DC-3101 y DC-3102

Separadores de alta presión FA-3102, FA-3104

Separadores de presión intermedia FA-3105, FA-3106, FA-3151

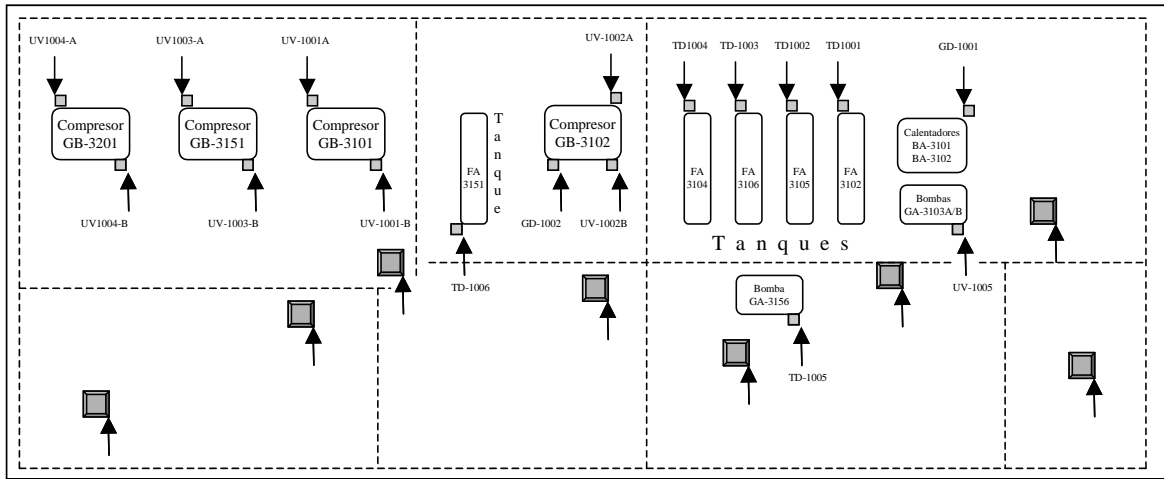


Figura 3.2: Ubicación de los detectores y estaciones manuales U3100

Separadores de baja presión FA-3107, FA-3108

Tanque de agua amarga FA-3152

Las bombas de carga GA3103A/B succionan gasóleo del tanque de carga FA3101 a una temperatura de 156 °C el riesgo que existe en esta área es la fuga de producto que puede ocasionar un incendio por lo cual se tiene instalado un detector de fuego.

El hidrogeno utilizado en el proceso de hidrodesulfuración de la unidad U3100 es succionado del tanque FA3109 por el compresor GB3102 para inyectarlo a la corriente de gasóleos amargos de carga a los reactores El hidrogeno es altamente explosivo y flamable por lo cual en esta área se tienen instalados dos detectores de fuego.

El hidrogeno que se haya consumido en la reacción, se repone con una corriente continua de hidrogeno proveniente de la planta de hidrogeno y manejada con los compresores de reposición de hidrogeno GB3101 y GB3151 para inyectarse a la descarga del compresor de recirculación. El manejo de hidrogeno en esta área hace necesario que se tengan instalados cuatro detectores de fuego y uno de explosividad.

Los gasóleos provenientes de la bombas de carga son calentados en el calentador BA3101, por su parte la corriente de hidrogeno de recirculación se calienta en el calentador a fuego directo BA3102 para unirse posteriormente a la corriente de gasóleos calientes. En esta área donde se tienen dos calentadores a fuego directo que utilizan gas combustible se tiene instalado un detector de explosividad para detectar cualquier fuga de gas en esta área que pudiera causar alguna explosión.

La mezcla de gasóleos amargos e hidrogeno constituyen la carga a los reactores DC3101 y DC3102, donde se lleva a cabo las reacciones de hidrodesulfuración, ayudado con el catalizador que se encuentra dentro de los reactores. Una característica importante de este proceso es la capacidad de agregar catalizador fresco y extraer catalizador gastado del sistema mientras la unidad se encuentra en operación. El proceso de agregar y extraer catalizador puede provocar fugas de hidrogeno en líneas y recipientes por lo cual se tienen instalados dos detectores de fuego en esta área.

El efluente caliente del reactor DC3102 llega al separador FA3102 en donde se forman dos fases, una fase liquida en el fondo y una fase vapor de hidrocarburo en la parte superior, en este recipiente se tiene una separación del azufre del hidrocarburo en forma de H_2S (ácido sulfhídrico).este gas es uno de los mas peligrosos en la Refinería que es mas pesado que el aire y que por lo tanto se hace necesario el uso de un detector de toxicidad para detectar para cualquier fuga. El vapor de hidrocarburo de la parte superior del FA3102, es enfriado y llega hasta el FA3104 en donde se separa el agua del hidrocarburo liquido en este recipiente también se tienen altas concentraciones de H_2S por lo cual para detectar cualquier fuga se tiene instalado otro detector de toxicidad.

El circuito de presión intermedia FA3105 se alimenta por la corriente liquida caliente de alta presión proveniente del FA3102 la cual contiene H_2S lo que hace necesario que se tenga instalado un detector de toxicidad. Los vapores de hidrocarburos y liquido provenientes del FA3104 después de enfriarse se envían al separador frío de separación intermedia FA3106, donde se separa el agua del hidrocarburo al igual que en el FA3104 se tienen alta concentración de H_2S lo cual se tiene instalado un detector de toxicidad.

El agua amarga del FA3106 alimenta al FA3152 el cual tiene dos compartimientos, en el primero se separa por el fondo agua amarga a través de su pierna colectora y se envía por medio de las bombas GA3156 A/B a la unidad U3600, para detectar una posible fuga de agua amarga se tiene instalado un detector de toxicidad.

La remoción del ácido sulfhídrico (H_2S) del gas de recirculación al reactor es benéfica para obtener un alto grado de desulfuración que se desea. Una pequeña parte de los vapores separados en el FA3104 se extraen para enviarlos al separador FA3151 la presencia de H_2S en este recipiente hace necesario la instalación de un detector de toxicidad.

En el área de la unidad U3100 se encuentran distribuidos botones manuales para anunciar alarma de fuego esto con la finalidad de que los operadores de campo tengan una manera de alertar en caso de detecta alguna fuga o incendio.

U3900 cuarto satélite

En el complejo HDR existe una construcción donde se concentra toda la señalización y control de la planta dentro del llamado cuarto satélite.

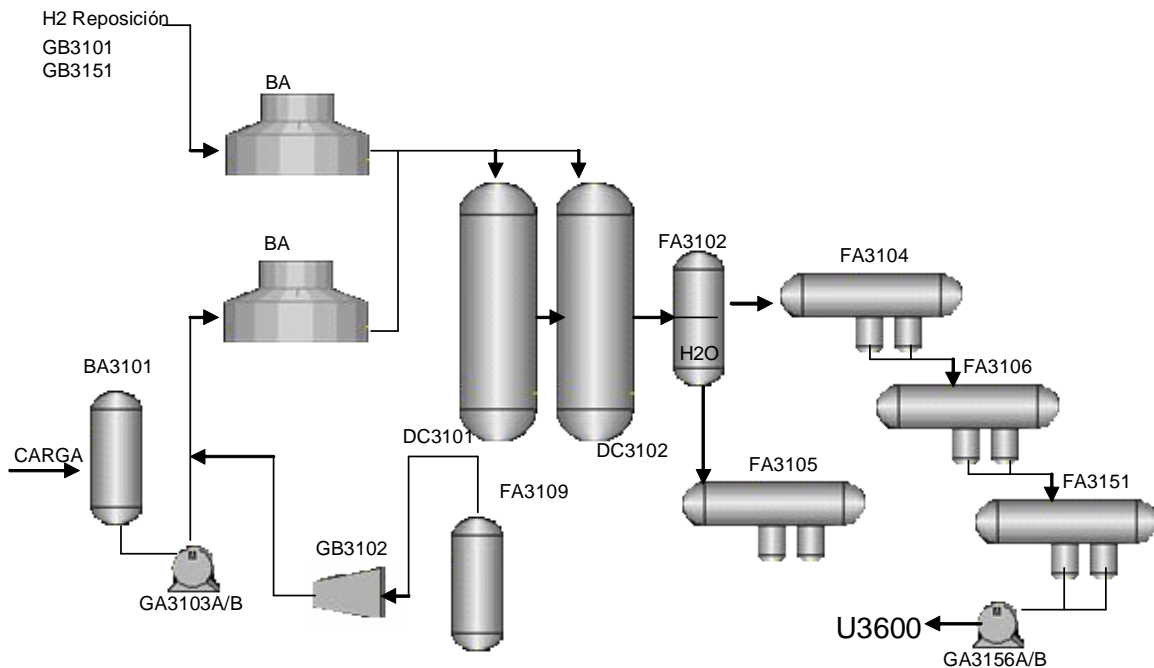


Figura 3.3: Proceso de la Unidad 3100

Toda la señalización de la instrumentación de campo de las unidades del complejo HDR se lleva a través de cableado y se concentran en el cuarto satélite. En este mismo cuarto se encuentran todos los gabinetes que contienen las tarjetas electrónicas del sistema de control distribuido, sistema de paro de emergencia, sistema de fuego y gas, UPS´s y otros subsistemas utilizados en el control de la planta.

Para asegurar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas que se encuentran instalados en el cuarto satélite es necesario mantener un ambiente controlado (aire acondicionado) y libre de gases que pudieran causar daños en las tarjetas electrónicas. La operación continua de las tarjetas electrónicas producen un calentamiento en ellas, pero en ocasiones existen condiciones externas o propias de la tarjeta que pueden ocasionar un incremento excesivo de la temperatura provocando incluso llevarla hasta producir humo y en el peor de los casos fuego.

Para la vigilancia de cualquier indicio de humo se tienen instalados detectores de humo los cuales activaran un sistema para realizar una mitigación con CO y así poder controlar cualquier propagación de fuego que pudiera afectar a todos los sistemas instalados.

Las tarjetas electrónicas además de ser afectadas por las altas temperaturas también pueden sufrir daños por la corrosión en sus componentes electrónicos causada por el ambiente contaminado en el que se encuentran, para mantener el ambiente controlado en el cuarto satélite se utiliza un sistema de aire acondicionado el cual toma el aire de la atmósfera. Para evitar que entre aire contaminado al cuarto satélite se tiene un sistema con detectores de

toxicidad y explosividad que monitorean la calidad de aire a la entrada del cuarto satélite, de tal manera que cuando se detectan altas concentraciones el sistema actuara mandando parar el aire acondicionado y evitar que siga entrando aire contaminado a al cuarto satélite.



Figura 3.4: Cuarto satélite

3.2. Redundancia

Debido a los procesos críticos realizados en la Refinería Miguel Hidalgo, específicamente en la Planta Hidrodesulfuradora HDR, es de vital importancia la implementación de tecnología Triple Redundancia. Como la que fue provista por el sistema de detección de fuego y gas instalado.

El PLC de la marca Triconex contiene un procesador Triple redundancia y así ejecutara funciones idénticas simultáneamente e independientes. A medida que se consulta a cada módulo de entrada, el canal correspondiente del Bus E/S transmite los nuevos datos al procesador principal. Los datos se agrupan en una tabla en el Procesador principal y se almacenan en memoria para emplearse en el proceso de consulta de estado “votéo” del sistema.

La tabla de entradas individuales en cada procesador principal se transfiere a los otros procesadores por medio del TriBus. Durante la transferencia, también se realiza el votéo para los datos de entrada. El TriBus utiliza un sistema programable para Acceso Directo

de Memoria de alta velocidad para sincronizar, transmitir, votar y comparar datos entre los tres procesadores principales.

Si se registra alguna diferencia en alguna tabla de registro, prevalecerá el valor de la señal registrando en las otras dos tablas y la tercera se corregirá de forma correspondiente.

Así también utiliza un bus de comunicaciones triplicado, el cual consiste de tres cables independientes (uno para cada modulo del procesador) conectados internamente a cada modulo de comunicaciones inteligente.

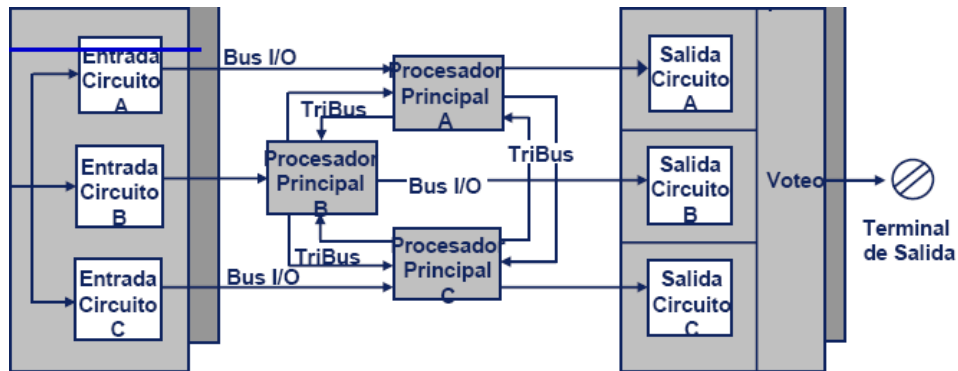


Figura 3.5: Aquitectura triple

3.3. Arquitectura general del sistema (F & G)

El Sistema Fuego y Gas esta compuesto por: un PLC de la marca TRICONEX donde se encuentran el procesador triple redundancia y las tarjetas de comunicación de entrada y salida, un Sistema de Fuerza Ininterrumpible (SFI o UPS), una unidad de programación portátil para configuración/operación, un enlace de comunicación con (SCD) FOXBORO a través de una interfase dual Nodbus y la conexión de los diferentes (transmisores, detectores, válvulas solenoides, alarmas, etc. (Figura 3.6).

3.4. Implementación

3.4.1. Declaración y direccionamiento en el PLC

Para la declaración y direccionamiento de las variables en el PLC Triple Redundancia Modular (TMR) de la firma TRICONEX, se demostrara con un ejemplo de un detector de

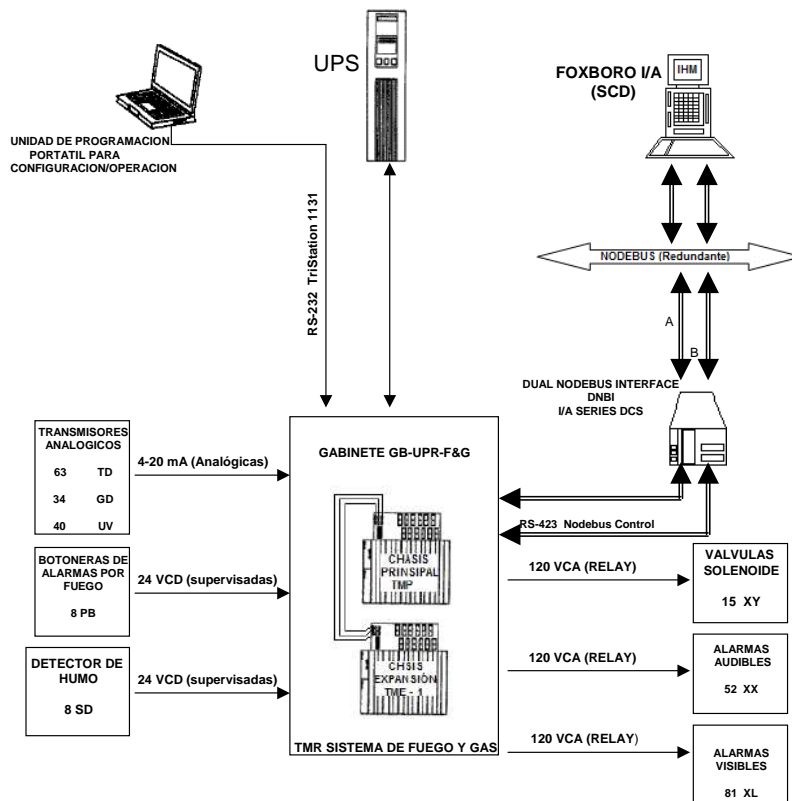


Figura 3.6: Arquitectura del Sistema F&G

fuego, con la siguiente nomenclatura o tag (nombre del dispositivo con el cual el sistema lo reconoce)

UV1001A.

Donde:

UV: Detector ultravioleta

1001: Unidad donde se encuentra el detector

A: Es el detector 1

Para el direccionamiento TMR del detector UV1001A esta constituido por tres numeros que son: 01 - 06 - 02, ver (Cuadro 3.1).

En donde 01 se refiere al chasis (Figura 3.7):

El 06 de la dirección se refiere a la posición de la tarjeta en chasis 1, en donde se observa que es una tarjeta del tipo 3700A de entradas analogicas (Figura 3.8).

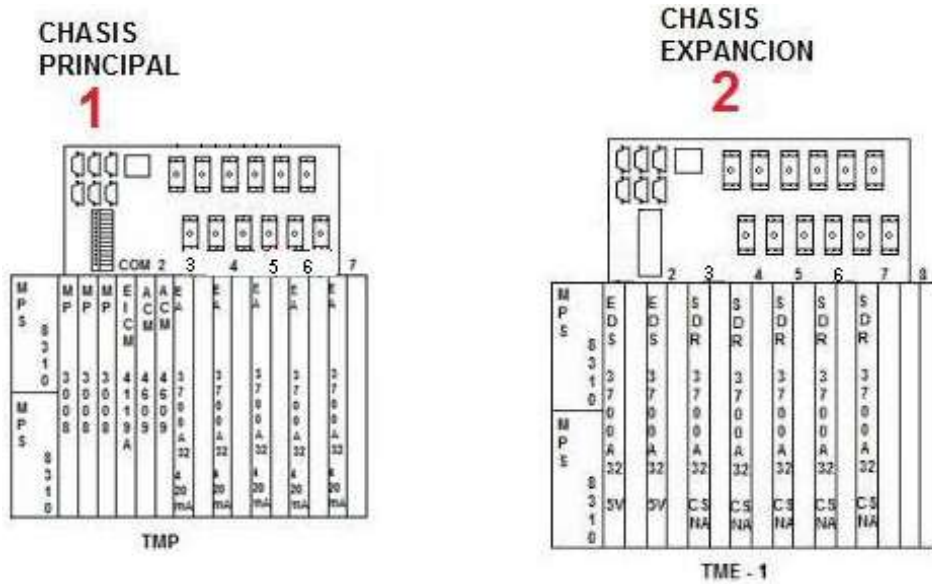


Figura 3.7: Chasis TMP y chasis TME-1

El 02 se refiere al canal de conexión número 2 de la tarjeta posición 6 en chasis 1, en donde se conectará el instrumento a través de la terminal de campo (Figura 3.9).

Para la comunicación entre el PLC y el Sistema de Control Distribuido, utiliza la comunicación MODBUS esta comunicación asigna un número llamado dirección MODBUS (Cuadro 3.1), para que los datos puedan ser leído por SCD.

3.4.2. Lenguaje utilizado para la programación del PLC

La lógica de operación del sistema F&G está basado en una tabla causa efecto y configurada en el PLC a través de bloques de instrucciones que ejecutan las funciones lógicas. A continuación se explica un ejemplo de la lógica de operación de los detectores de fuego (UV), detectores tóxicos (TD) y los detectores de gas combustible (GD), así también la activación de la alarma Visual (XL), Sonora (XX) y red de agua contra incendio (XY).

Lógica de operación de los detectores de fuego

Para los detectores de fuego se utiliza un bloque de entrada analógica de (0mA a 20mA) a través de un detector A en donde; 0mA produce una salida en 'falla' UV1001A_FA, 4mA su estado es normal UV1001A_OK y 20mA produce una salida 'fuego' UV1001A_FU. Sin embargo es necesario la confirmación de presencia de fuego esto se realiza mediante

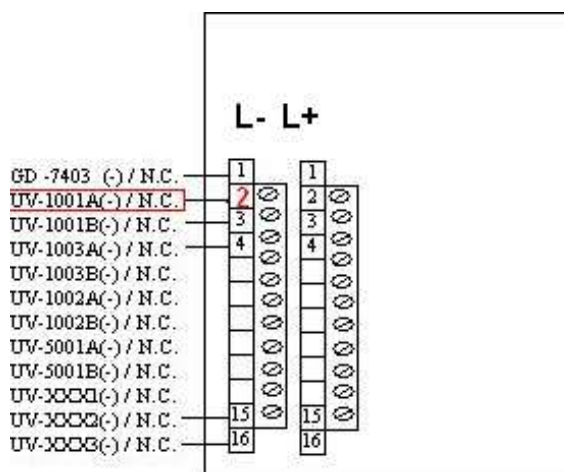


Figura 3.9: Terminal de campo

normal TD1001_OK y 10.4mA produce una salida ‘máxima ‘ TD1001_MAX. donde la variable máxima indica muy alta concentración de gases tóxicos y se envía al siguiente lógico de alarmas visuales, sonoras.(Figura 3.12). Los gases tóxicos más comunes para la refinería son el ácido sulfhídrico H_2S y el ácido fluorhídrico (HF). El bloque de entrada INHIBIR lo utiliza el operador para deshabilitar al detector para darle mantenimiento.

Lógico de Alarmas Audibles y Visibles

Después de la confirmación de presencia de fuego (salida de la compuerta AND), UV1001A_B_FU para el caso de el lógico de operación de los detectores de UV, es la entrada para una compuerta lógica OR donde con solo una de ‘n ‘ entradas, se activaran las alarmas visuales rojas y las alarmas audibles, sirena rápida. Para el caso de el lógico de operación de los detectores de gas combustible GD, cuando la concentración sea máxima GD1001_AL, es la entrada para una compuerta lógica OR donde con solo una de las ‘n ‘ entradas, se activa las alarmas visibles ámbar y las audibles corneta continua. Y para el caso de el lógico de operación de los detectores de gas tóxico TD, cuando la concentración sea máxima TD1001_AL, es la entrada para una compuerta lógica OR donde con solo una de las ‘n ‘ entradas, se activa las alarmas visuales azules y las audibles sirena lenta temporal (Figura 3.13)

Donde los símbolos XL y XX son alarmas visuales y alarmas sonoras respectivamente.

Lógica de operación de la red de agua contraincendio

Cuando la confirmación de la presencia de fuego a través de la salida de la compuerta AND, UV1001A_B_FU de el lógico de operación de los detectores de fuego UV, será una de

Tag.	Descripción	Unidades	Módulo	Dirección			Dirección
				TMR			MODBUS
UV1001A	Detector de fuego	4-20 mA	3700A	1	6	2	30098
UV1001B	Detector de fuego	4-20 mA	3700A	1	6	3	30099
TD1001	Detector de toxicidad	4-20 mA	3700A	1	3	5	30005
TD1002	Detector de toxicidad	4-20 mA	3700A	1	3	6	30006
TD1006	Detector de toxicidad	4-20 mA	3700A	1	3	10	30010
GD1001	Detector de combustible	4-20 mA	3700A	1	5	7	30071
GD1002	Detector de combustible	4-20 mA	3700A	1	5	8	30072
PB9601A/B	Botonera de alarma UV	24 VCD	3700A	2	1	1	30161
PB9641A/B	Botonera de alarma UV	24 VCD	3700A	2	1	2	30162
SD9601A/I	Detector de humo	24 VCD	3700A	2	1	19	30179
SD9602A/K	Detector de humo	24VCD	3700A	2	1	20	30180
XL1004A	Alarm. Visible roja	110 VCA	3636R	2	3	16	16
XL1004C	Alarm. Visible azul	110 VCA	3636R	2	3	18	18
XX1004	Alarm. Audible (Siren)	110 VCA	3636R	2	6	1	97
XX1005	Alarm. Audible (Siren)	110 VCA	3636R	2	6	2	98
XY9603	Valvula solenoide	110 VCA	3636R	2	3	3	3

Cuadro 3.1: Direccionamiento TMR y MODBUS

las ‘n’ entradas de las compuerta OR num. 003 y num.001. Las salidas de estas compuertas son las entradas de las compuertas num. 004 y num. 002 respectivamente, en esta ultima la entrada estará invertida. Otra de las entradas de la compuerta num.002 es RXY_9610 que es el reset de la válvula solenoide XY_9610 accionada por el operador, esta también sera la entrada invertida para compuerta num. 004 y su salida será la entrada para el *flip flop* (FF) en el R1 (reset). La salida de la compuerta num. 002 es otra de las entradas del (FF) en el S (set). La salida del (FF) Q1 será una de las entradas del BYPASS y la otra entrada será XY_9610_INHIBIR que es otra variable accionada por el operador para deshabilitar el dispositivo. Para cuando la variable INHIBIR no este accionada, la salida Q1 del (FF) será la encargada de abrir o cerrar la válvula. (Figura 3.14)

Presencia de fuego

En el siguiente ejemplo analizaremos la lógica de la red de agua contra incendio cuando hay presencia de fuego. Los detectores UV1001A_B_FU y UV1003A_B_FU, detectan fuego se les asigna un 1 para cada detector, el valor 1 estará en cada una de las entradas de las compuertas 001 y 003, donde la salida de la compuerta 001 es 0 este valor será una de las entrada de la compuerta 002 y la otra entrada será la variable RXY_9610 que es un reset de reestablecimiento y tiene un valor 0, este valor será una entrada para la compuerta 004 pero invertida el valor será 1 La salida de la compuerta 003 es 1 que será otra de las entradas de la compuerta 004.

La salida de la compuerta 002 tendrá un valor de 0 y será la entrada S para el (FF). La salida de la compuerta 004 tendrá un valor de 1 y será la entrada R1 del (FF), la salida del

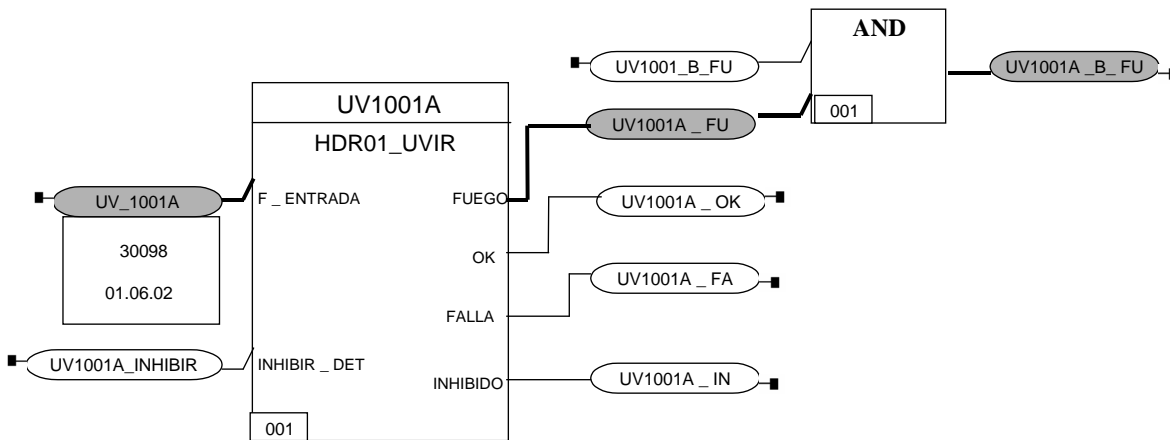


Figura 3.10: Lógico de operación de los detectores de fuego

(FF) tendrá un valor 0 y este valor abre la válvula XY_9610 de esta manera los aspersores mitigaran el fuego. Para el caso de activar el bloque inhibir se accionara el bloque BYPASS y se deshabilitara toda la lógica de operación y la válvula, esta acción se utiliza para el mantenimiento de la válvula (Figura .3.15).

Reestablecimiento de la válvula

Para el reestablecimiento de la válvula se debe accionar el bloque RXY_9610 y tendrá un valor 1, esta variable es controlada por el operador. Cuando el fuego esta controlado el operador tomara la decisión de cerrar la válvula de esta manera el flujo de agua se bloqueara (Figura 3.16).

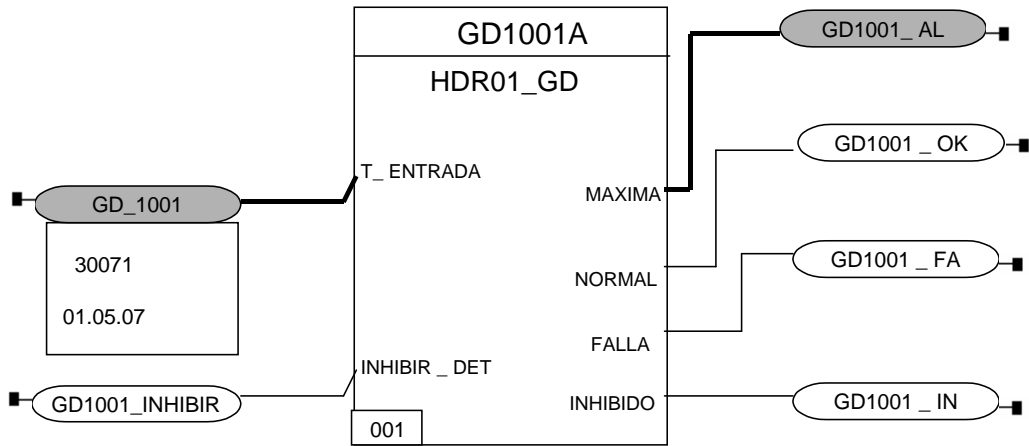


Figura 3.11: Lógico de operación de los detectores de gas combustible

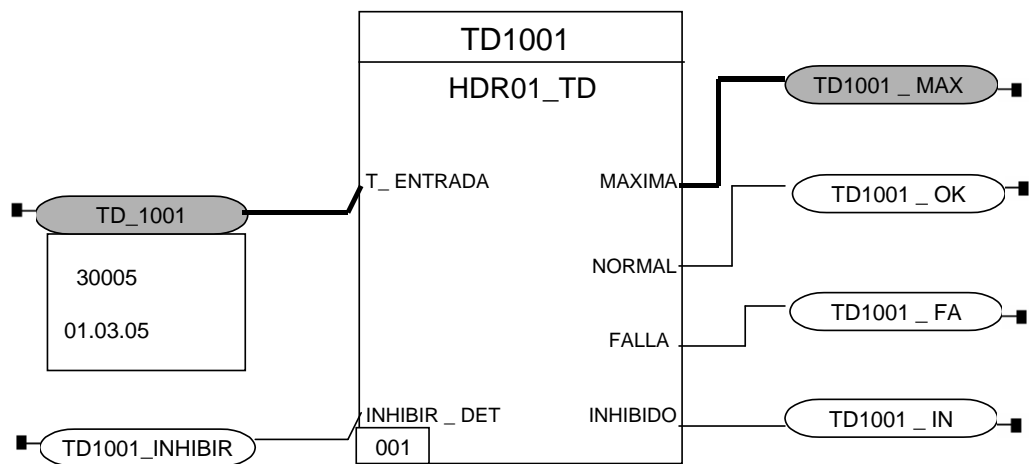


Figura 3.12: Lógico de operación de los detectores toxicos

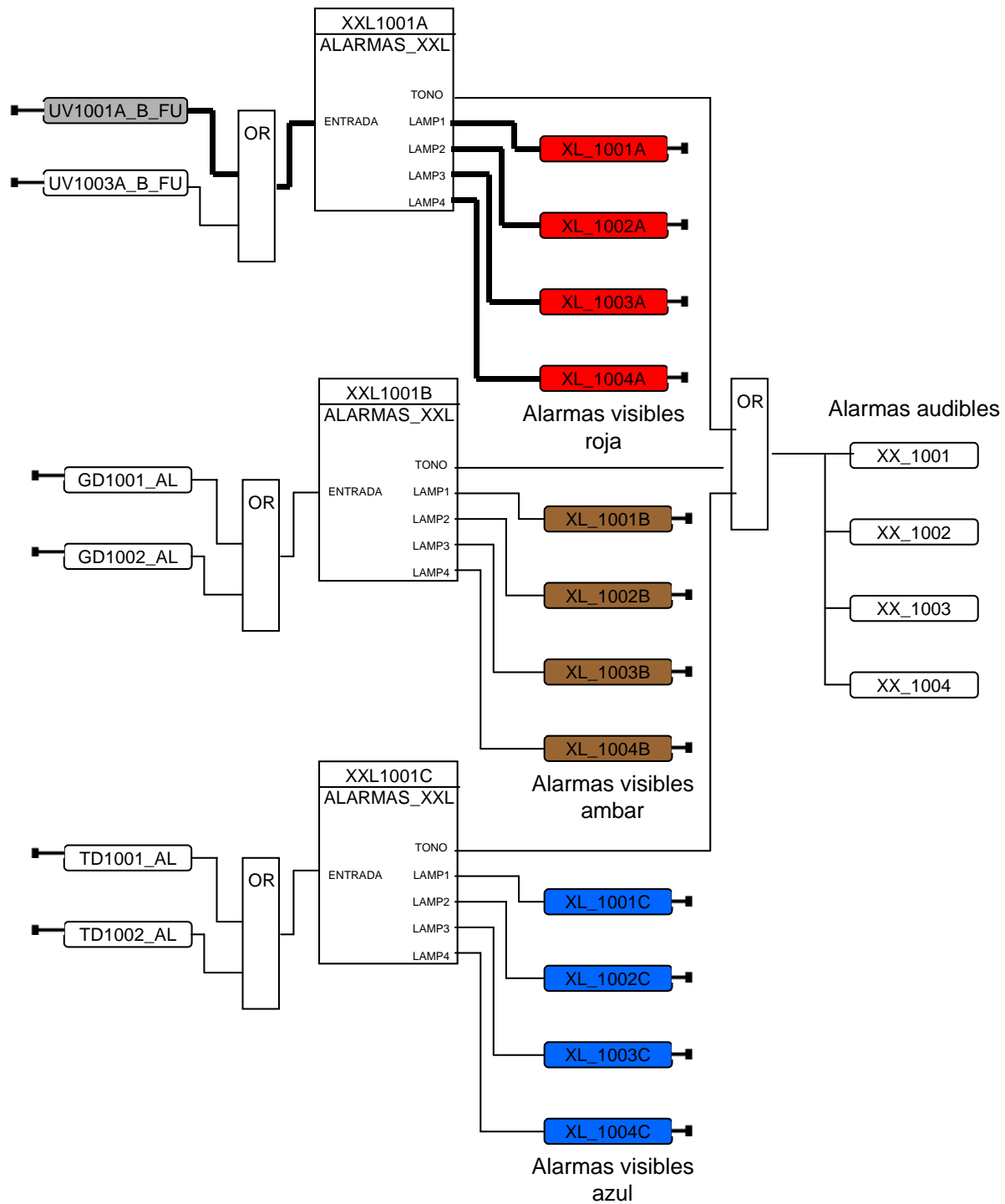


Figura 3.13: Lógico de alarmas audibles y visibles

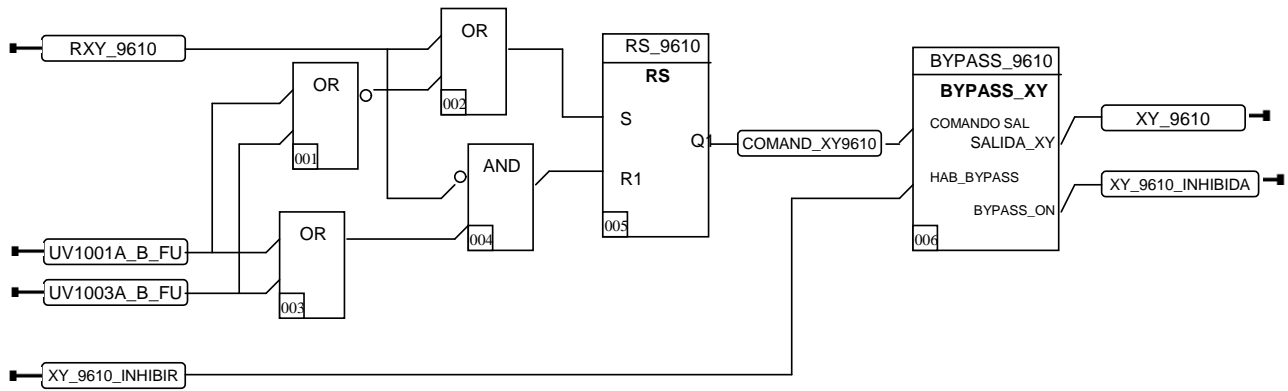


Figura 3.14: Lógico de red de agua contra incendio

Donde:
 0 = Abre válvula 0V
 1 = Cierra válvula 24V

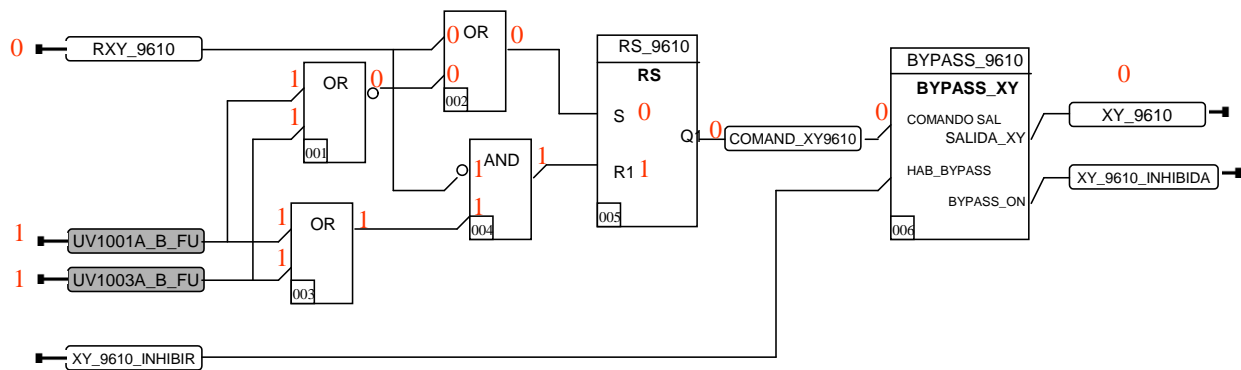
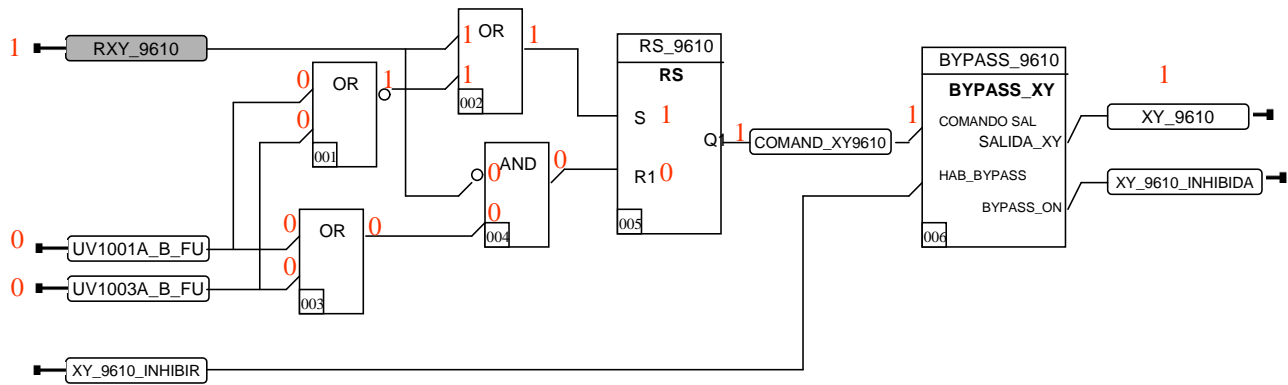


Figura 3.15: Presencia de fuego



Donde:
 0 = Abre 0V
 1 = Cierra 24V

Figura 3.16: Reestablecimiento

Conclusiones

Conclusión 1 *El algoritmo de control utilizado en el PLC TRICONEX realizado en lenguaje a bloques y diseñado en el software Tristation, es uno de los mas utilizados ya que esta constituido como su nombre lo dice en bloques y utilizando símbolos de electrónica digital como compuertas lógicas, flip-flops, etc; lo que permite un fácil reconocimiento de las acciones a realizar configuradas previamente por el usuario.*

Conclusión 2 *Una de las características mas importantes del sistema contra incendio es el procesador triple redundancia o TMR, ya que gracias a este elemento todos los procesos realizados son confiables y el sistema es muy estable por que si alguno de los procesadores falla los dos restantes pueden operar normalmente, así siempre estará monitoreada la planta para cualquier anomalía.*

Conclusión 3 *Es muy importante para el sistema que cuando falle alguna tarjeta de entrada o salida se pueda reemplazar sin tener que interrumpir o apagar el sistema esta es una ventaja muy importante para el sistema contra incendio denominada remplazo en caliente".*

Conclusión 4 *Una ventaja para los operadores o ingenieros es la utilización de la interfase humano máquina (HMI) ya que es una ventana de interacción con el proceso basado en gráficos. Durante la operación normal de la planta, el operador usará los gráficos de proceso para monitorear las variables, el acceso a los diferentes desplegados será a través de botones y ligas previamente configurados en cada nivel de gráficos.*

Conclusión 5 *La tecnología es muy importante en la actualidad para hacer la vida comoda y segura para las personas y una de las muchas aplicaciones son, los sensores ya que estos dispositivos proveen con respuestas oportunas, monitoreos y diagnósticos en las áreas en que fueron colocados para así proveer de información de condiciones peligrosas para el ambiente, los seres vivos y la infraestructura.*

Bibliografía

- [1] **LIBROS**
- [2] Creus, A., S. (1997), *Instrimentación Industrial*, Barcelona, España: Alfaomega
- [3] Notifier (2007) *Fire Alarm Control Panel NFS-320/E/C Programming Manual*
- [4] Notifier (2007) *Intelligent Control Panel SLC Writing Manual*
- [5] Notifier (2007) *Fire Alarm Control Panel NFS-320/E/C Installation Manual*
- [6] Pemex, 1996, .Pemex Hidrodesulphurization Complex, H-OIL Unit Reaction Section; Operating Manual Volume 1, Mèxico, Snamprogetti
- [7] Pemex, 1996, .Pemex Hidrodesulphurization Complex, H-OIL Unit Reaction Section; Operating Manual;L Volume 2, Mèxico, Snamprogetti.
- [8] Pemex, 1996, .Pemex Hidrodesulphurization Complex, H-OIL Unit Reaction Section; Operating Manual Volume 3, Mèxico, Snamprogetti
- [9] Pemex, 1996, .Pemex Hidrodesulphurization Complex, H-OIL Unit Reaction Section; Operating Manual Volume 4, Mèxico, Snamprogetti
- [10] ICS Tripex, *Trusted, Tecnología Tolerante a Falla* GUIA DE REFERENCIA DEL PRODUCTO Versión 3
- [11] Pemex, *Manual de Procedimientos Operativos de la Hidrodesulfuradora No. 2*, Mèxico
- [12] IMP, *Apuntes de De Química para Ingenieros de Mantenimiento de Plantas de Proceso*, Mèxico

Glosario

Ácido Compuesto que cuando se disuelve en agua produce iones H^{++}

Alquilación Proceso en que las cargas gaseosas se les sustituyen un hidrogeno por un radical alquino

BA Calentador

Catalizador Sustancia que aumenta la velocidad de un proceso químico sin desgastarse ni cambiar ella misma despues de la reacción

Craqueo catalítico Rompimiento y modificación de la estructura molecular que se lleva acabo en presencia de un catalizador

Crudo Petroleo aun sin procesar, tal como se obtiene del subsuelo

Crudo ligero Petroleo con baja densidad y gran contenido de gasolina

Crudo pesado Petroleo con alta densidad y bajo contenido de gasolina

DA Torre

DC Reactor

Densidad Medida de peso por unidad de volumen, generalmente se expresa en gramos por centimetro cubico

Desalado Proceso de lavado en el cual se elimina el petroleo crudo las sales que vienen disueltas

Desintegracion Romper las moleculas por medio del calor y presión para formar fragmentos mas pequeños

Destilación Proceso que consiste en hervir un liquido para formar vapor y luego condensar el vapor para formar nuevamente el líquido Se usa para separa compuestos liquidos de sus impurezas

Destilacion fraccionada Proceso de destilación en donde los compuestos que tienen diferentes temperaturas de ebullición pueden ser separados

Destilación combinada Proceso de destilación que consiste en dos etapas, la primera a presión atmosférica y la segunda a presión reducida

Desulfuración Proceso de eliminación de compuestos de azufre a las fracciones del petróleo
LPG Gas Licuado del Petróleo

Desintegración Catalítica Ruptura de moléculas grandes para hacerlas más pequeñas mediante la acción combinada de calor y un catalizador. Obteniendo en este proceso gas propano - propileno, butano - butileno, gasolina de alto octano

EA Intercambiador de calor

ESD Sistema de Paro de Emergencia

FA Tanque

F&G Sistema de Detección de Fuego y Gas

GA Bomba

GB Compresores

HDR Hidrodesulfuradora

HF Ácido fluorhídrico

Hidrocarburo Compuesto que solo contiene átomos de carbono e hidrógeno

Hidrogenación Reacción mediante la cual se adiciona hidrógeno a las dobles y triples ligaduras para saturar una molécula

Hidrodesintegración Proceso mediante el cual las moléculas grandes se convierten en más pequeñas en presencia de un catalizador ácido y de hidrógeno a alta presión

H₂S Ácido sulfhídrico

IR Infrarrojo

LEL Lower explosive limit

LIE Límite inferior de explosividad

MTBE Planta Metil Terbutil Eter

Número de octano Índice de calidad de las gasolinas para moto, el cual se obtiene por comparación con el iso - octano

PLC Controlador lógico programable

Refinación Se aplica a todas las operaciones cuyo objeto es la fabricación u obtención de los diferentes productos derivados del petróleo

Reformación Proceso de conversión catalítica de fracciones como gasolina y nafta, formando productos de alto índice de octanos

SAAFAR Sistema Automáticos de Alarmas por Detección de Fuego o Atmosferas Riesgosas

SCD Sistema de Control Distribuido

SE Subestación eléctrica

SFI Sistema de fuerza ininterrumpida

TAME Planta Teramil Metil Eter

Torre de destilación Equipo en el cual se lleva a cabo el proceso de separación de las fracciones, mediante etapas sucesivas de evaporación y condensación

TMP Chasis principal

TME-1 Chasis expansión

Destilación primaria (Atmosférica y a Vacío) Separación de fracciones del crudo (gas, gasolina, querosina y residuos pesados), mediante un proceso físico que se lleva a cabo en dos etapas; la primera calentando el crudo en un calentador a fuego directo y descargándolo en una torre de destilación que opera a presión poco superior a la atmosférica, en donde tiene un lugar físico de separación por temperatura de ebullición, obteniendo gas en la parte superior y hacia abajo, en este orden, gasolina, querosina, diesel, quedando en el fondo residuos pesados

Planta combinada Conjunto de procesos de destilación atmosférica y al vacío

MTBE Metil Terciario Butil Éter

MON Número de octano en motor

RON Número de octano investigado

UV Ultravioleta