

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE
PROCESO (PCS) DE LA PLANTA DE GAS MALVINAS**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRÓNICO

PRESENTADO POR:

PAUL ENZON RODRÍGUEZ PAUCAR

**PROMOCIÓN
2001- II**

**LIMA – PERU
2005**

*Dedico este trabajo a:
Mis padres, por el apoyo incondicional
en mi vida.*

**ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL (PCS) DE LA
PLANTA DE GAS MALVINAS**

SUMARIO

En el medio industrial, la instrumentación virtual se convierte en una herramienta muy efectiva para controlar un proceso, debido a la flexibilidad que muestran al momento de realizar mediciones que finalmente van a ser procesadas matemáticamente, transmitidas, grabadas, mostradas, etc; lo cual conllevan no solo a permitir el control de una planta, sino que a su vez ayuda a administrar el proceso dentro de el campo industrial cada vez mas exigente. La Planta de Gas Malvinas en el Yacimiento Camisea (Cuzco-Perú), en virtud a esta exigencia de certificar todo proceso a través de normas ISO, implementa un sistema de control acorde con las tendencias actuales de crecimiento y desarrollo que a su vez permita garantizar un producto óptimo para el mercado nacional e internacional. El presente trabajo realiza un análisis de la filosofía de control atribuida al proceso de gas natural que se desarrolla dentro de la Planta de Gas Malvinas que a la fecha a iniciado sus operaciones exitosamente. A su vez se describe la arquitectura del sistema de control P utilizado para este fin.

En el capítulo I, se hace una visión general del proceso de gas natural. Para lo cual se divide a todo el proceso en fases de operación y se explica brevemente en que consiste cada una de ellas. Con el fin de comprender el dimensionamiento del sistema de control implementado en la Planta de Gas. En el capítulo II, se hace referencia a las redes industriales de bus de campo (Fieldbus) conjuntamente con los protocolos de comunicación a nivel industrial más sobresalientes que existen a la fecha. En el capítulo III, se hace análisis del protocolo Fieldbus Foundation; utilizado dentro del desarrollo del sistema de control de la Planta de Gas Malvinas. En el capítulo IV, se hace un análisis y descripción de la arquitectura PCS (Process Control System), utilizada en la Planta de Gas. En el capítulo V, se hace una revisión del software empleado para la supervisión del proceso: Delta V.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE GAS NATURAL

1.1 Introducción	4
1.2 Proceso del Gas Natural en el Yacimiento Camisea	6
1.2.1 Captación en SM-1	13
1.2.2 Acondicionamiento Primario	18
1.2.3 Deshidratación	24
1.2.4 Separación Criogénica	30
1.2.5 Compresión de Gas Residual	40
1.2.6 Estabilización de Condensado	47
1.2.7 Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos	53
1.2.8 Regulación y Medición de Gas de Venta	61
1.3 Resumen General del Proceso	65

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA RED INDUSTRIAL DE BUS DE CAMPO (FIELDBUS)

2.1 Comunicaciones en la Industria	70
2.1.1 El bus de sensores	76
2.1.2 El bus de dispositivos	76
2.1.3 El bus de campo	77
2.2 Protocolos de Comunicación	78
2.2.1 HART (Highway Addressable Remote Transducer)	80
2.2.2 ModBus	82
2.2.3 DeviceNet	82
2.2.4 SDS (Smart Distributed System)	85
2.2.5 AS-I (Actuador Sensor-interface)	86
2.2.6 ProfiBus	86
2.2.7 Fieldbus Foundation (FF)	89
2.2.8 Ethernet Industrial	91
2.3 Buses para áreas de seguridad intrínseca	92

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL PROTOCOLO FIELDBUS FOUNDATION

3.1 Introducción	93
3.2 Ventajas del Fieldbus	96
3.2.1 Más datos disponibles	97
3.2.2 Visualización más amplia del proceso	98
3.2.3 Reducción del hardware del sistema	99

3.2.4 Ahorros en el cableado	100
3.3 Modelo de Comunicación por Capas	101
3.3.1 Nivel Físico	103
3.3.2 Stack de Comunicaciones	109
3.3.3 Aplicación de Usuario	127
3.3.4 Definición de un dispositivo de fieldbus	133
3.4 Administración del sistema	135
3.4.1 Programación de los bloques de función	135
3.5 Descripciones de dispositivos	140
3.5.1 Tokenizer para la descripción de dispositivos	142
3.5.2 Servicios de descripción de dispositivos	142
3.5.3 Jerarquía de la descripción de dispositivos	144
3.5.4 Interoperabilidad	145
3.6 Configuración del sistema	146
3.6.1 Diseño del sistema	146
3.6.2 Configuración de los dispositivos	147
3.7 Sistema de pruebas de campo	149
3.7.1 Instrumentación de prueba	150
3.7.2 Instalación puesta en marcha y operación. Beneficios observados	152
3.8 Topología	154
3.8.1 Topología de bus	157
3.8.2 Topología punto-a-punto	157
3.8.3 Topología en árbol	158
3.8.4 Topología "end-to-End"	159

3.8.5 Topología mixta	159
-----------------------	-----

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL SISTEMA PCS DE LA PLANTA DE GAS MALVINAS

4.1 Introducción	161
4.2 Análisis y Descripción del PCS	162
4.2.1 Funcionamiento del PCS	167
4.3 Sub-Sistema Delta V	168
4.3.1 Descripción del Gabinete Planta de Gas	171
4.3.2 Descripción del Gabinete Trenes Criogénicos	174
4.3.3 Módulo de control Delta V	177
4.3.4 Sensores de proceso	198
4.3.5 Elementos finales del proceso	202
4.4 Sub-Sistema de PLC's	209
4.5 Sub-Sistema de Interfase Hombre-Máquina (HMI)	209
4.5.1 Estación de Ingeniería Profesional Plus	210
4.5.2 Estación de Ingeniería Profesional	211
4.5.3 Estaciones de Operador	212
4.5.4 Estaciones de Aplicación como servidor de históricos	214
4.5.5 Estación de Aplicación para el servidor OPC	214
4.6 Sub-Sistema de Comunicaciones	218
4.6.1 Sistema de comunicación en Planta de Gas Malvinas	221
4.6.2 Sistema de comunicación remota	223
4.7 Sub-Sistema de Registradores	224

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL DE PROCESOS - DELTA V

5.1 Introducción	225
5.1.1 Módulos de un SCADA	227
5.2 Scada DeltaV	228
5.3 Aplicativos del Delta V	232
5.3.1 Aplicaciones de ingeniería	232
5.3.2 Aplicaciones avanzadas de control	237
5.3.3 Aplicaciones de operador	242
5.3.4 Aplicaciones Adicionales	245
CONCLUSIONES	247
BIBLIOGRAFÍA	250

PRÓLOGO

En las primeras plantas de procesamiento de fluidos del siglo pasado, el control de procesos requería frecuentemente de muchos operadores, quienes circulaban continuamente alrededor de cada unidad de proceso observando los instrumentos locales y manipulando las válvulas. Las operaciones generales de la planta requerían que los operadores realizaran un tour a la planta registrando manualmente los parámetros de importancia. Posteriormente, y tras efectuar los cálculos matemáticos apropiados, el operador hacía un segundo tour, ajustando los controles.

Con la transmisión de las señales neumáticas, nacieron las primeras salas de control, donde se trasladaron los indicadores a un lugar central, junto con los controladores que transmitían señales de vuelta hacia las válvulas. En ese entonces, la lectura se realizaba en grandes indicadores locales y los operadores ajustaban los controles neumáticos en la sala de control.

Luego de la Segunda Guerra Mundial, los controladores electrónicos empezaron a aplicarse industrialmente y aparecieron nuevos tipos de sensores para medir parámetros anteriormente no medibles. Asimismo, los computadores se volvieron más baratos y confiables, y los controladores se hicieron más pequeños, permitiendo su instalación en paneles. A su vez, las salas de control se tornaron más comunes y complejas.

Las tecnologías de video y su habilidad para desplegar datos y permitir al operador iniciar acciones de control, hicieron posible las entradas del control distribuido. Entonces, la sala de control podía proveer información centralizada sin tener que centralizar todo el proceso, disminuyendo así los riesgos asociados, al reducir costos y complejidad de cableado. De este modo, los tradicionales recorridos de los operadores dejaron de ser necesarios, ya que con sus dedos, podían acceder a las pantallas de un controlador (o de un grupo de ellos), hacer cambios de puntos de consigna (Set Point) fácilmente desde el teclado y si existían condiciones fuera de lo normal, responder a cualquier alarma. Los sistemas de control distribuidos tradicionales elaborados en la década de los '70, lograron que los datos y las respuestas a ellos fueran en tiempo real. Las interfaces de operador de alta calidad permitieron que los operadores sepan sin esfuerzo lo que estaba pasando en toda la planta. No obstante, dichos sistemas de control distribuidos (DCS) tenían sus debilidades: eran de elevado costo de adquisición e instalación, inalcanzables para la pequeña y mediana empresa, además de tener los sistemas operativos y protocolos de comunicaciones propietarios.

A mediados de los años '90, los procesos comenzaron a requerir un alto nivel de acciones discretas, junto a sofisticadas acciones de control. Así aparecen paulatinamente arquitecturas que combinaban el control discreto y continuo en el mismo controlador. La ventaja de estos sistemas es que permitieron manejar la selección de equipos instalados, con requerimientos de control basados en operaciones binarias.

Dentro de estos cambios en los sistemas de control, Pluspetrol S.A. implementa dentro de sus múltiples plantas arquitecturas que permitan en si facilitar la operación de las mismas y que sean lo suficientemente flexibles para expandirse con el tiempo. Con la experiencia ganada en la implementación de PCS's en sus instalaciones de Ramos (Salta-Argentina) y Centenario (Neuquén-Argentina), apuesta por instalar un sistema confiable de las mismas características en la Planta de Gas Malvinas (Cuzco-Perú). A la fecha, la Planta de Gas Malvinas viene trabajando confiablemente, recuperando hasta 37000 barriles de NGL por día del gas natural proveniente de las formaciones NIA y NOI dentro del Yacimiento Camisea. En síntesis, tenemos un producto bueno gracias al control que nos permite el sistema PCS instalado en planta y sobre todo nos permite llevar a cabo nuestra labor con plena seguridad.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO DE GAS NATURAL

1.1 Introducción

El gas natural constituye en la era actual la fuente de energía que ofrece las mayores ventajas por ser un combustible limpio de bajo costo, cuyo uso industrial se adapta a las necesidades modernas y por lo tanto ofrece a los países que lo poseen, una ventaja competitiva. Las ventajas que ofrece el gas natural sobre otras fuentes de energía han hecho que su utilización siga una curva ascendente desde hace aproximadamente 20 años y en la actualidad representa más del 20% de la energía que se consume en el mundo.

Por más de un siglo el gas fue considerado como un sub producto del petróleo, pero este concepto ya ha cambiado y hay más de 70 países en el mundo PRODUCTORES DE GAS NATURAL, que lo utilizan para su desarrollo industrial y logran así una mayor competitividad debido a un costo menor de la energía, con plantas térmicas generadoras de electricidad y la utilización directa del gas natural

como insumo o como una fuente de calor limpia, en la industria. El reemplazo del carbón o del petróleo por el gas natural, ofrece grandes ventajas por su limpieza en lo que respecta a la protección del medio ambiente.

Los generadores eléctricos que utilizan gas natural, son más económicos y progresivamente irán reemplazando a los generadores que usan petróleo; incluso la generación eléctrica utilizando gas como fuente de energía compite, con ventaja, con una central hidroeléctrica. Dentro de este punto podemos mencionar a la central térmica de Ventanilla (ETEVENSA) que a la fecha consume diariamente 39MMSCFD (Millones de Pies Cúbicos Estándar al Día) de gas residual. En nuestro medio, muchas empresas ya han emigrado a generar energía eléctrica a través de generadores eléctricos a gas, tal es el caso de:

- Alicorp S.A. (1.6MMSCFD)
- Sudamericana de Fibras S.A. (3.14MMSCFD)
- Cerámica Lima S.A. (1.84MMSCFD)
- Cerámica San Lorenzo (1.41MMSCFD)

por mencionar algunas solamente. Las innumerables ventajas que ofrece el gas natural como fuente de energía ha hecho que se ponga mayor énfasis en la búsqueda de yacimientos de gas en el mundo y es así que en la actualidad las reservas de gas natural casi igualan a las reservas de petróleo.

En realidad, para un país que posee reservas de gas natural, lo importante es impulsar su propio desarrollo obteniendo el mayor valor agregado posible. Sin

energía es casi imposible convertir las materias primas en productos terminados que puedan competir en esta era global. Cuando se cuenta con una materia prima, es indispensable disponer de energía barata que permita convertirla en un producto terminado, y el gas natural es justamente una fuente de energía barata, con muchas ventajas adicionales sobre otras fuentes de energía.

La electrónica industrial juega un rol muy importante en este rubro de los hidrocarburos, la solidez que pueda mostrar en llevar adelante un proceso industrial ha hecho que se genere un continuo desarrollo en sus distintas ramas, tales como: la instrumentación, medición y monitoreo.

El presente informe se basa específicamente a la experiencia obtenida en la implementación del Sistema de Control de Procesos (PCS) de la Planta de Gas Malvinas. En ella podremos ver fehacientemente como la automatización de un proceso puede garantizar la calidad de un producto y sobre todo llevarlo a cabo con total seguridad.

1.2. Proceso del Gas Natural en el Yacimiento Camisea

Para poder comprender el dimensionamiento del Sistema de Control de Procesos (PCS) que se debió implementar en la Planta de Gas Malvinas, procederemos previamente a describir brevemente las fases de operación más importantes de todo el proceso.

El Yacimiento Camisea (La Convención-Cuzco-Perú) está conformado por dos campos productores (San Martín y Cashiriari), y la Planta de Gas Malvinas. De los campos productores solo se está explotando en esta etapa el de San Martín dentro del cual existen dos locaciones denominadas San Martín 1 (SM-1) y San Martín 3 (SM-3). La zona donde está ubicada la Planta de Gas Malvinas se encuentra a orillas del río Urubamba, 500 km al este de la ciudad de Lima en Perú y aproximadamente a 20 km de la locación San Martín 1 (Ver Figura 1.1).

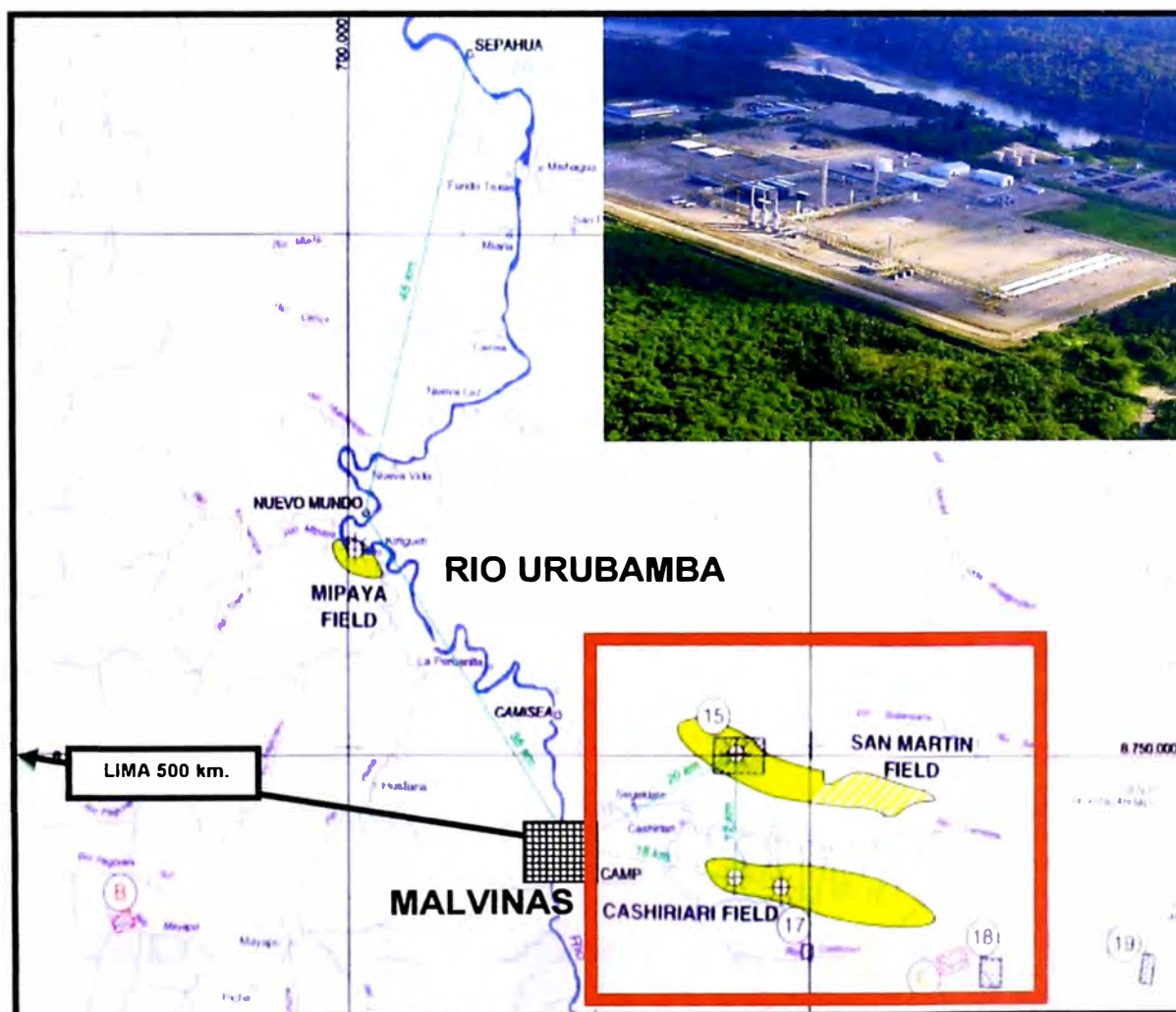


Figura 1.1: Ubicación geográfica de la Planta de Gas Malvinas

La Planta de Gas Malvinas ha sido diseñada para conseguir dos objetivos:

- Deshidratar el gas natural ajustando su composición conforme a especificación.
- Recuperar los líquidos asociados al gas natural (NGL) de importante valor comercial.

Para conseguir estos objetivos la planta consta de trampas receptoras, un slug catcher, y ocho unidades básicas:

- Una unidad de estabilización en la cual se estabilizan los líquidos asociados al gas proveniente de los pozos (NGL).
- Dos unidades criogénicas a las que llega el gas que abandona el slug catcher más lo proveniente de la unidad de estabilización donde el gas es puesto en especificación y se recupera más NGL.
- Una unidad de almacenamiento de los condensados recuperados (NGL).
- Una unidad de bombeo de condensados (NGL).
- Dos unidades de compresión conformadas cada una por un turbo compresor de tres etapas donde se comprime el gas de venta saliente de las unidades criogénicas en las dos primeras etapas y parte del gas destinado a inyección en la tercera etapa.
- Una unidad de medición del gas de ventas.

En el futuro existirán: dos nuevas unidades criogénicas y dos nuevas unidades de compresión. Los requerimientos de energía calorífica de la unidad de estabilización y de las unidades criogénicas son cubiertos mediante una unidad de aceite térmico (Hot Oil).

Adicionalmente, la Planta también cuenta con los siguientes sistemas de servicios: un sistema de antorcha (Flare), un sistema de gas combustible (Fuel Gas), un sistema de drenajes presurizados, un sistema de drenajes no presurizados (no clasificados y clasificados), un sistema de recolección de agua de lluvias, un sistema de aire de servicios y de instrumentos, un sistema de agua potable y de servicio, un sistema de tratamiento de agua residual industrial, un sistema de generación y distribución de nitrógeno y un sistema de generación eléctrica. Todos estos sistemas de servicios son comunes a todas las unidades anteriormente mencionadas.

Por otro lado, las instalaciones de la locación SM-1 cuenta con los siguientes servicios: trampas receptores y lanzadores, un sistema de antorcha (Flare), un sistema de gas de instrumentos y combustible, un sistema de generación de energía eléctrica, un sistema de inyección de químicos, un sistema de drenajes presurizados, y un sistema de drenajes no presurizados. Mientras que las instalaciones de la locación SM-3 cuenta con los siguientes servicios: trampas receptores y lanzadores, un sistema de antorcha (Flare), un sistema de gas de instrumentos, y un sistema de generación de energía eléctrica. La Planta de Gas Malvinas y las locaciones del SM-1 y SM-3 son controladas por un Sistema de Control de Procesos (PCS). El PCS (Process Control System) está ubicado en la sala de control en la Planta de Gas Malvinas. El PCS permite la adquisición, control de procesos y monitoreo de la planta y de las locaciones mediante un sistema telemétrico. El PCS también permite la recolección y almacenamiento de datos de proceso instantáneos y promediados en el tiempo de la planta y de las locaciones.

Los sistemas de parada de Planta (Shutdowns) están diseñados de tal forma que garantizan la integridad de las instalaciones al llevarla a una posición segura para los diferentes niveles de shutdown relacionados con fuegos, descarga accidental de vapores inflamables, falla de energía eléctrica y desviaciones (upsets) del proceso.

El proceso en el Yacimiento de Camisea puede resumirse en las siguientes fases de operación:

- Captación en SM-1
- Distribución y Control de Producción en SM-1
- Transporte SM-1 – Planta de Gas Malvinas
- Acondicionamiento Primario
- Deshidratación
- Separación Criogénica
- Estabilización del Condensado
- Compresión de Gas Residual
- Almacenamiento y Bombeo de NGL
- Regulación y Medición de Gas Residual
- Transporte Planta de Gas Malvinas – SM-3
- Inyección en SM-3

La relación de todas las fases puede verse en la Figura 1.2 (“Diagrama de Bloques del Proceso en el Yacimiento Camisea”). A continuación se a explica

re camente algun d la fã m n i nada ant ri rm nt n l fĩn t ner un

n gen ral del pr e fã e a di utir n:

- apta i n en M-1
- ndi i nami nt Primari
- D hidrata i n
- para i n riog ni a
- tabiliza nd nd n ad
- mpr i n de a Re idual
- Alma nami nt B mb de NGL
- R gula i n M di i nd a Re idual

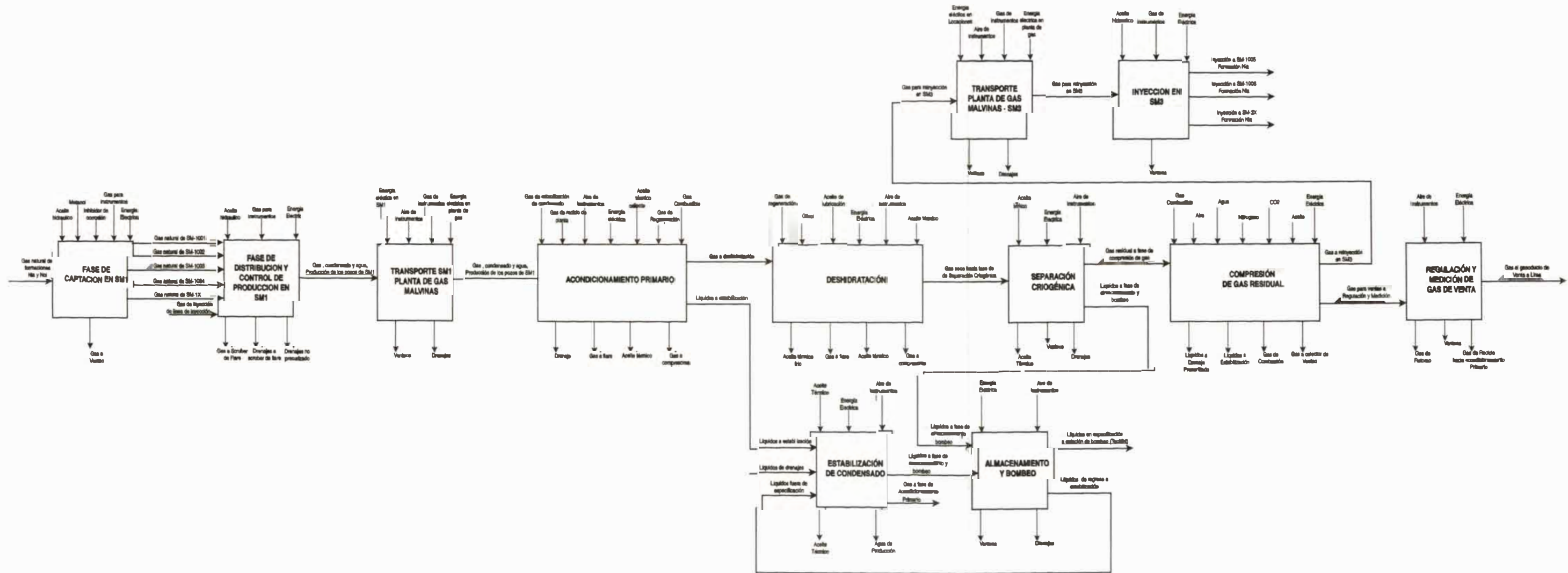


Figura 1.2: Diagrama de Bloques del Proceso en el Yacimiento Camisea

1.2.1 Captación en SM-1

Esta fase de operación tiene por finalidad captar y controlar la surgencia del gas natural proveniente de las formaciones Nia y Noi; y derivarlo hacia otras fases que proceden a transportarlos hacia la Planta de Gas Malvinas. Esta fase es importante debido a que en ella se capta la materia prima del proceso que se realiza en la planta, y si llegara a fallar, se verá afectada la producción; lo cual representaría pérdidas económicas de consideración. Lo que hace esta fase es admitir el gas natural proveniente de las formaciones Nia y Noi a través de 5 pozos productores denominados:

- SM-1001
- SM-1002
- SM-1003
- SM-1004
- SM-1X

Y a través de los equipos que lo conforman, se controla y se direcciona el gas natural hacia un Manifold que finalmente encausará la producción hacia la Planta de Gas Malvinas. Para tener una mejor visión de ello, veamos la Figura 3 (“Diagrama de Entrada y Salidas de la Captación en SM1”). En dicho diagrama observaremos lo que entra a esta fase y las salidas que se generan.

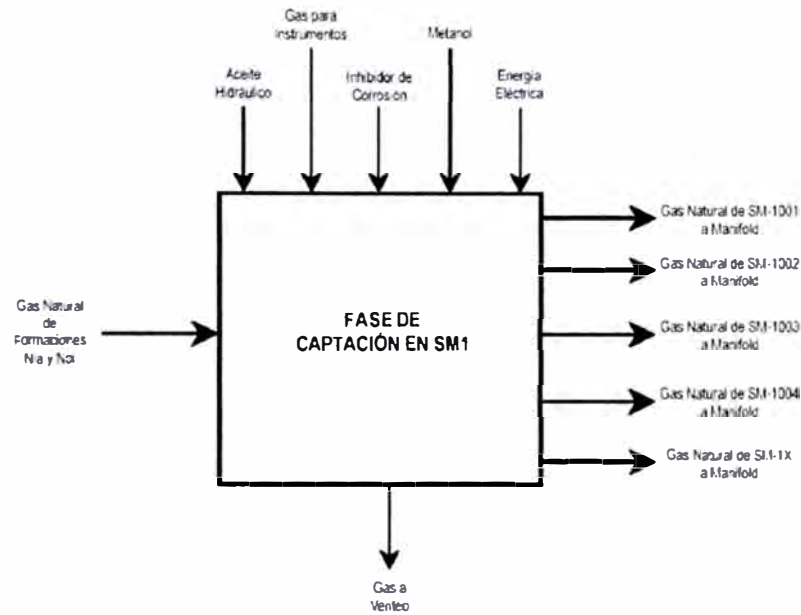


Figura 1.3: Diagrama de Entradas y Salidas de la Captación en SM1

Específicamente la fase de Captación en SM1, recibe como alimentación:

- Gas Natural de las Formaciones Nia y Noi.

Además utiliza:

- Aceite Hidráulico.
- Gas para Instrumentos.
- Inhibidor de Corrosión.
- Metanol
- Energía Eléctrica.

A la salida de esta fase se obtiene principalmente:

- Gas Natural de SM-1001 a Manifold.
- Gas Natural de SM-1002 a Manifold.

- Gas Natural de SM-1003 a Manifold.
- Gas Natural de SM-1004 a Manifold.
- Gas Natural de SM-IX a Manifold.

Y además:

- Gas a Venteo.

Para un mejor entendimiento de la fase, se precisó dividirla en dos sub-fases. A continuación se puede ver cada una de estas sub-fases que lo conforman y la relación entre ellos; vea la Figura 4 (“Diagrama Funcional de Bloques de la Captación en SM1”).

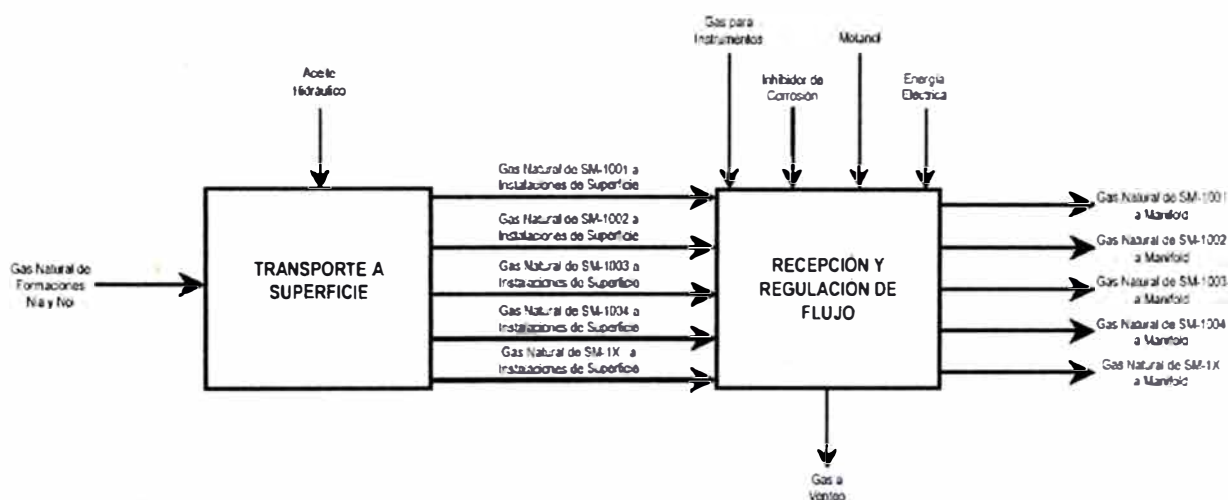


Figura 1.4: Diagrama Funcional de Bloques de la Captación en SM1

La sub-fase de **Transporte a Superficie**, le da al Gas Natural un medio a través del cual le facilita la surgencia hacia la superficie. La sub-fase de **Recepción y**

Regulación de Flujo, permite recepcionar el Gas Natural y controlar su caudal hacia el Manifold.

A.- Elementos que conforman la fase

A continuación se puede apreciar cada una de las dos subfases de esta fase de operación con los elementos que requiere para su operación y las salidas secundarias. Se debe tener presente que las instalaciones de sub-superficie como las instalaciones de superficie para cada pozo de producción (SM-1001, SM-1002, SM-1003, SM-1004 y SM-1X) son similares, por ello se especifica la conformación de ellos como si se tratara de uno solo para simplificar el estudio. Los equipos que conforman cada una de las sub-fases son:

A.1.-Transporte a Superficie

- Válvula de Seguridad de Sub-superficie (SCSSV)
- Tubería para Soporte (Casing)
- Tubería de Producción (Tubing)

A.2.- Recepción y Regulación de Flujo

- Armadura Solid Block
- Sección Spool
- Panel de Control de Pozos

Además de los equipos antes mencionados, cada sección tiene instrumentación de control.

B.- Variables de control en la fase

En esta fase se controla el flujo de Gas Natural del SM-1001, SM-1002, SM-1003, SM-1004 y SM-1X.

C.- Estrategia de control

El flujo se controla a través del estrangulamiento del pasaje de la línea por donde pasa el gas natural. Esto se hace después de las válvulas laterales (Wing Valves) correspondiente a cada rama de la armadura en cada uno de los pozos. Esta restricción del flujo produce una caída de presión y la reducción de la velocidad del mismo, permitiendo de esta forma obtener un control del flujo de gas. Hay que tener en cuenta que esta operación puede producir vibraciones, erosión y congelación en los equipos próximos. El Gas Natural, que proveniente de las formaciones Nia y Noi, emerge a través de la tubería de producción (Tubing) de cada pozo hacia la superficie. Durante su camino atraviesa la Válvula de Seguridad de Sub-superficie (SCSSV) la cual se encuentra accionada hidráulicamente por el Panel de Control de Pozos. Llega hasta la armadura, pasa a través de la Válvula Maestra, la Válvula Sobre-Maestra y de ahí se deriva por uno de los dos ramales que presenta cada armadura a través de las Válvulas Laterales (Wing Valves). Atraviesa el Choke Cameron Willis, ya sea manual ó automático dependiendo la forma como se desee producir (local-remoto), el cual se encarga de controlar el flujo de acuerdo a la demanda, para posteriormente enrumbar hacia el Manifold.

1.2.2 Acondicionamiento Primario

Esta fase de la operación consiste en la recepción del gas natural proveniente de los pozos para su adaptación, que consiste en una separación preliminar en una fase gaseosa que también se puede deshidratar parcialmente y una fase de líquido que contiene hidrocarburo condensado y agua de producción. Ver Figura 1.5 ("Diagrama de Entradas y Salidas del Acondicionamiento Primario"). Su importancia radica en la recuperación de líquidos asociados al gas y la deshidratación del gas resultante de la separación inicial.

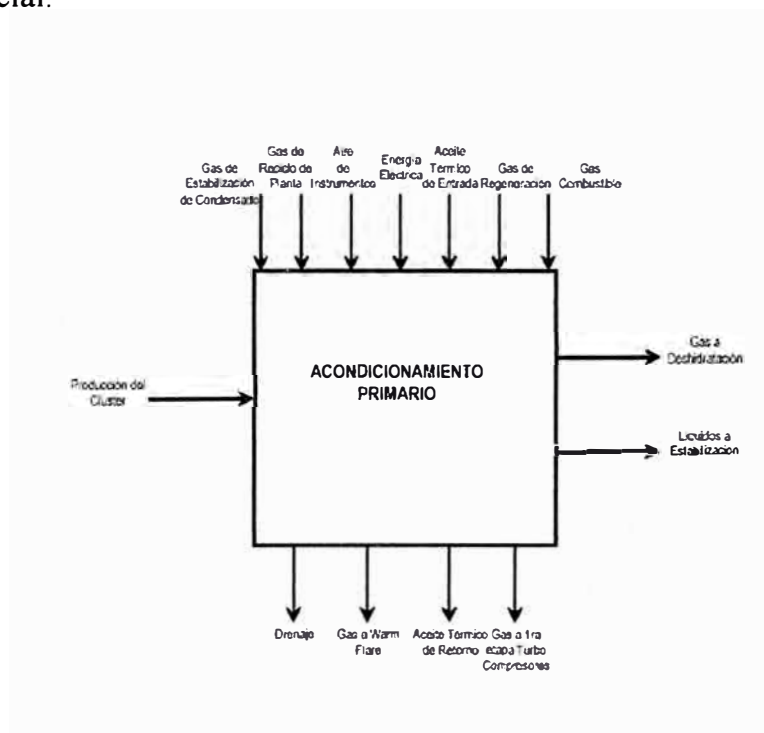


Figura 1.5: Diagrama de Entradas y Salidas del Acondicionamiento Primario

Específicamente, la fase de Acondicionamiento Primario, **capta** como alimentación los afluentes provenientes de los pozos de los Clusters de San Martín y Cashiriari. Además usa:

- Gas de Instrumentos

- Energía Eléctrica.
- Aceite Térmico Caliente.
- Gas de los Compresores de Estabilización de Condensado.
- Gas de Reciclo de Planta.
- Gas de Regeneración de Tamices Moleculares.
- Gas Combustible.

A la **salida** se obtienen como productos principales:

- Gas, el cual se envía a la fase de Deshidratación.
- Líquido (Hidrocarburo y Agua), que se envía a la fase de Estabilización.

Además en la salida se obtienen como residuo:

- Líquido de deshecho, que se envía al drenaje presurizado.
- Gas que se envía al quemador (Flare).
- Aceite Térmico frío.
- Gas seco a Compresores de Venta

La fase de operación se puede dividir en tres Subfases:

- Separación Primaria.
- De hidratación con Glicol.
- Regeneración de Glicol.

La Figura 1.6 ("Diagrama funcional de bloques del Acondicionamiento Primario"), muestra las tres subfases y su relación.

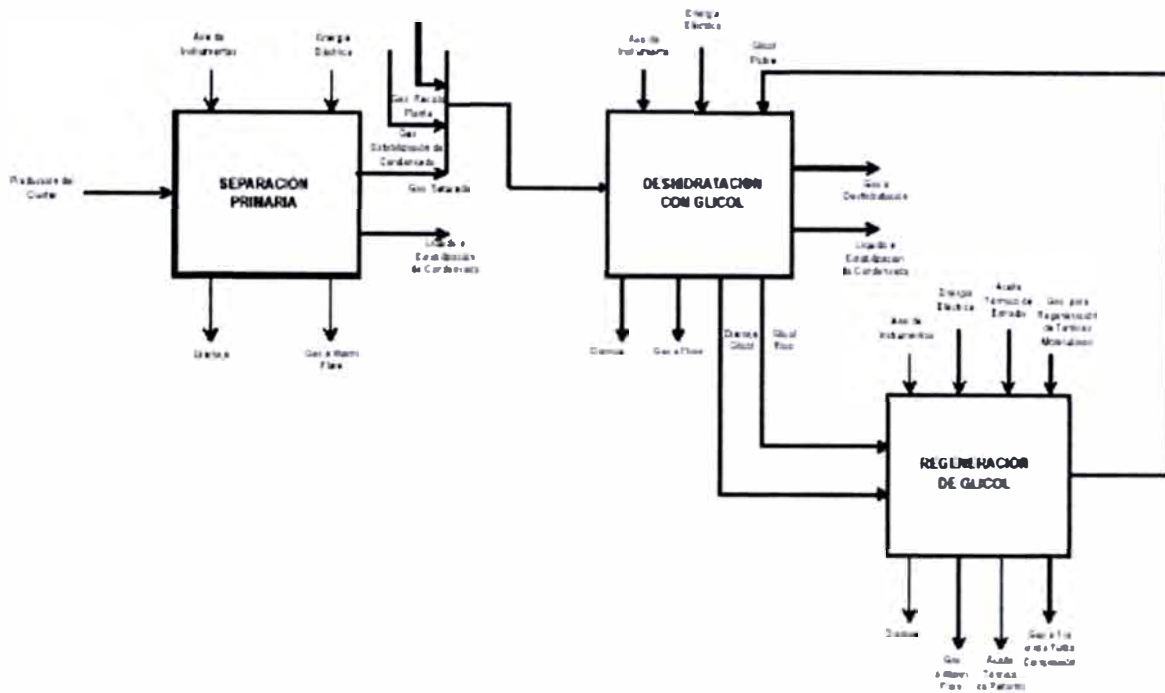


Figura 1.6: Diagrama Funcional de Bloques del Acondicionamiento Primario

En la subfase de **Separación Primaria**, tiene como entrada el gas que proviene del cluster de San Martín 1, tras realizarse la separación, el gas saturado se envía a la subfase de Deshidratación con Glicol y a su vez el líquido a la fase de Estabilización de Condensado. La subfase de **Deshidratación con Glicol**, es alimentada por el gas saturado de la subfase anterior, al que se le añade al gas de la salida de los compresores de la fase de Estabilización y el de Reciclo de Planta a los que se les elimina el agua que llevan consigo utilizando TEG (Trietilenglicol), tras realizarse la deshidratación, el gas se envía a la fase de Deshidratación; el líquido recuperado del gas se envía a la fase de Estabilización y el TEG utilizado se envía a la subfase de Regeneración de Glicol. En la subfase de **Regeneración de Glicol**, se procede a

eliminar el agua que absorbió que absorbió el TEG, quedando listo para volver a utilizarse en la Deshidratación.

A.- Elementos que conforman la fase

Se presenta a continuación de que dispositivos están constituidos cada una de las tres subfases de operación:

A.1.- Separación Primaria

- Slug Catcher SM DBD-2000-2
- Filtro de Arena SM FAJ-2010
- Slug Catcher CR DBD-2000-1
- Filtro de Arena CR FAJ-2020

A.2.- Deshidratación con Glicol

- Filtro Separador Tren 1 FBD-3100
- Contactora Glicol-Gas de entrada Tren 1 CAF-3110
- Filtro Coalescente Tren 1 FAK-3700

A.3.- Regeneración de Glicol

- Tanque Flash de Glicol Tren 1 VBD-3180
- Filtro de Cartucho Tren1 FAK-3190/3200
- Filtro de Carbón Activado Tren 1 FAK-3210
- Intercambiador de Glicol Tren 1 EAP-3170
- Torre del Rehervidor de Glicol Tren 1 CBA-3240
- Condensador de Reflujo de Torre Tren1 EAL-3140
- Rehervidor de Glicol Tren 1 EBC-3130

- Bombas de Glicol Tren1 PAY-3220/3230
- Aeroenfriador de Glicol Pobre Tren 1 EAL-3120
- Contactora Glicol-Gas Regeneración Tren1 CAF-
- Aeroenfriador de salida de cabeza de Torre Tren 1
- Separador de Glicol de salida de cabeza de Torre
- Tanque Desgasolinizador Drenaje de Glicol Tren 1
- Bomba de Reinyección de Glicol Tren 1 PBE-3290
- Filtro de Aceite para Glicol reintención Tren 1
- Tanque de Almacenamiento de Glicol nuevo
- Bombas de Inyección de glicol (ambos trenes)

Además del equipo ya listado, cada sección tiene instrumentación de control asociado.

Esta fase utiliza los siguientes servicios:

- El Aire de instrumentos se suministra a los controles y válvulas actuadoras neumáticas.
- La electricidad se utiliza para dar alimentación a los transmisores y solenoides.

Esta fase produce los siguientes subproductos:

- Líquidos de deshecho que son enviados a un drenaje presurizado.
- Gas que se envía al Flare en caso de sobre presión.

B.- Variables de control en la fase

En esta fase se controla el nivel en los Slug Catchers el Punto de Rocío del Gas de salida a la fase de Deshidratación.

C.- Estrategia de control

El nivel en los Slug Catchers, se controla regulando el flujo de líquido de salida a la etapa de estabilización mediante un control en cascada utilizando el nivel medido el flujo de líquido también medido.

El Punto de Rocío del gas de salida se controla cambiando uno o más de los siguientes factores:

- El caudal de glicol pobre
- La Temperatura de Glicol pobre a la entrada de la contactora
- La Temperatura del Rehervidor de Glicol
- Concentración de Glicol Pobre

Si el caudal de glicol pobre (utilizado para absorber el agua que arrastra el gas) es menor que el requerido para una buena absorción entonces el gas saldrá conteniendo más agua por lo tanto su punto de rocío es más alto. Este control con sidera al flujo de glicol medido a la entrada de la contactora de Glicol Gas de Regeneración realizando un control del flujo que hace actuar una válvula que regula el caudal de entrada y por lo tanto el caudal de entrada a la otra torre contactora.

Si la temperatura de glicol pobre a la entrada de la contactoras varía, esta incidirá sobre la absorción de agua. Se puede controlar regulando las persianas de los aerofriadores permitiendo un mayor paso de aire de enfriamiento. Si la temperatura del rehervidor no es la adecuada (muy baja) no habrá regeneración del glicol, por lo que no habrá buena absorción de agua del gas, por lo que el punto de rocío será más alto. Se puede controlar regulando el flujo de aceite térmico (hot oil) de entrada al rehervidor (aumentando el flujo de aceite caliente). Si la temperatura de hot oil utilizado para la regeneración de glicol es muy baja para una buena regeneración se tendrá el mismo efecto (aumento del punto de rocío), este caso en particular no es posible controlarlo en esta fase.

1.2.3 Deshidratación

Esta fase recibe gas húmedo proveniente de la Fase de Acondicionamiento Primario, específicamente del Filtro Coalescente (FAK-3700), y se encarga de acondicionarlo para que pueda ser utilizado en la Fase de Separación Criogénica hacia la cual se dirige.

El vapor de agua asociado al gas natural, resulta ser un contaminante, debido a los inconvenientes que puede ocasionar en un proceso criogénico, como al que será sometido en la fase de Separación Criogénica siguiente. Este vapor de agua, al ser sometido a bajas temperaturas y al encontrarse en presencia de hidrocarburos, puede llegar a formar hidratos, modificando rápidamente su estado a líquido y luego a sólido, originando que las líneas de conducción se obstruyan, deteniendo el proceso

operativo. Es precisamente, para evitar que esta situación ocurra, que se requiere extraer hasta niveles determinados, el vapor de agua del gas para que pueda dirigirse hacia la Fase de Separación Criogénica.

La fase realiza un continuo acondicionamiento del gas húmedo, que se traduce en deshidratación, filtración y compresión de gas (Ver Figura 1.7: “Diagrama de Entradas y Salidas de la Deshidratación”).

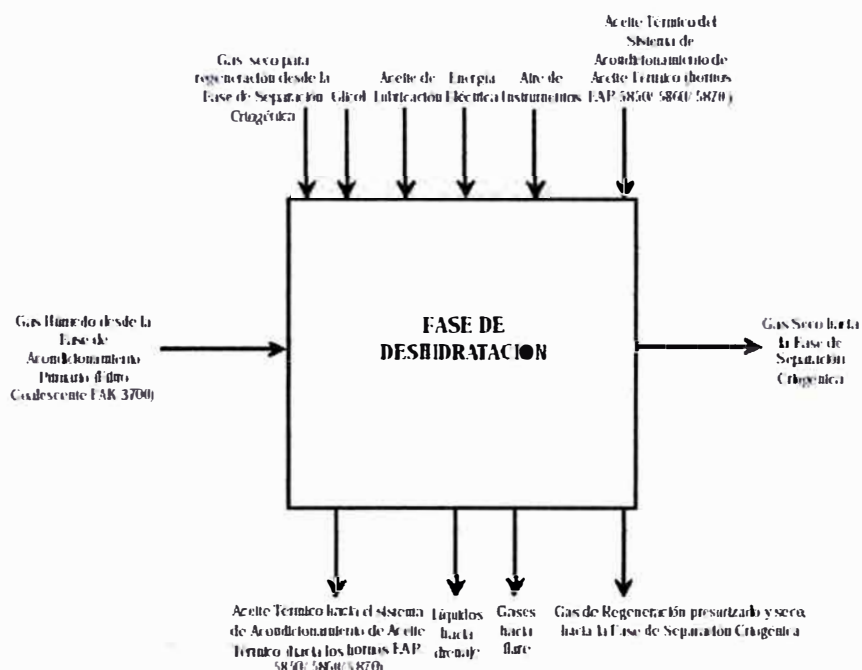


Figura 1.7: Diagrama de Entradas y Salidas de la Deshidratación

Específicamente, la fase de Deshidratación recibe como alimentación el gas húmedo desde la Fase de Acondicionamiento Primario (proveniente del filtro FAK-3700). Además utiliza:

- Aire de instrumentos

- Glicol para poder retirar la humedad del gas de regeneración que sale de las torres de deshidratación
- Aceite térmico Therminol 55, proveniente de los hornos EAP-5850/5860/5870; para el calentamiento específico de algunas de las corrientes de la fase.
- Gas seco residual para regeneración proveniente de la fase de Separación Criogénica
- Energía Eléctrica para dar potencia a los equipos, como son los motores de los aerofriadores y bombas de lubricación de algunos de los equipos de la fase.
- Aceite de lubricación para algunos de los equipos.

Y a la salida, se tiene como producto:

- Gas seco hacia la fase de Separación Criogénica.

Y además como subproducto:

- Aceite térmico hacia el sistema de Acondicionamiento de Aceite Térmico (hacia los hornos EAP-5850/5860/5870).
- Gas de regeneración, que retorna hacia la fase de Separación Criogénica.

Y además como desecho:

- Gases hacia el quemador (Flare)
- Líquidos hacia drenaje

La fase de deshidratación se puede dividir en tres subfases funcionales (Ver Figura 1.8: “Diagrama Funcional de Bloques de la Deshidratación”):

- Deshidratación
- Filtración
- Compresión

La subfase de **deshidratación** recibe el gas húmedo proveniente de la Fase de Acondicionamiento Primario (filtro coalescente FAK-3700) y es sometido a un proceso de adsorción, quedando el vapor de agua asociado al gas, retenido en este proceso; dirigiéndose posteriormente, el gas, hacia la siguiente subfase de **filtración**, en la cual se busca eliminar posibles arrastres de partículas de tamiz que se han pulverizado, provenientes del proceso de adsorción. Finalmente, el gas se dirige hacia la fase de Separación Criogénica.

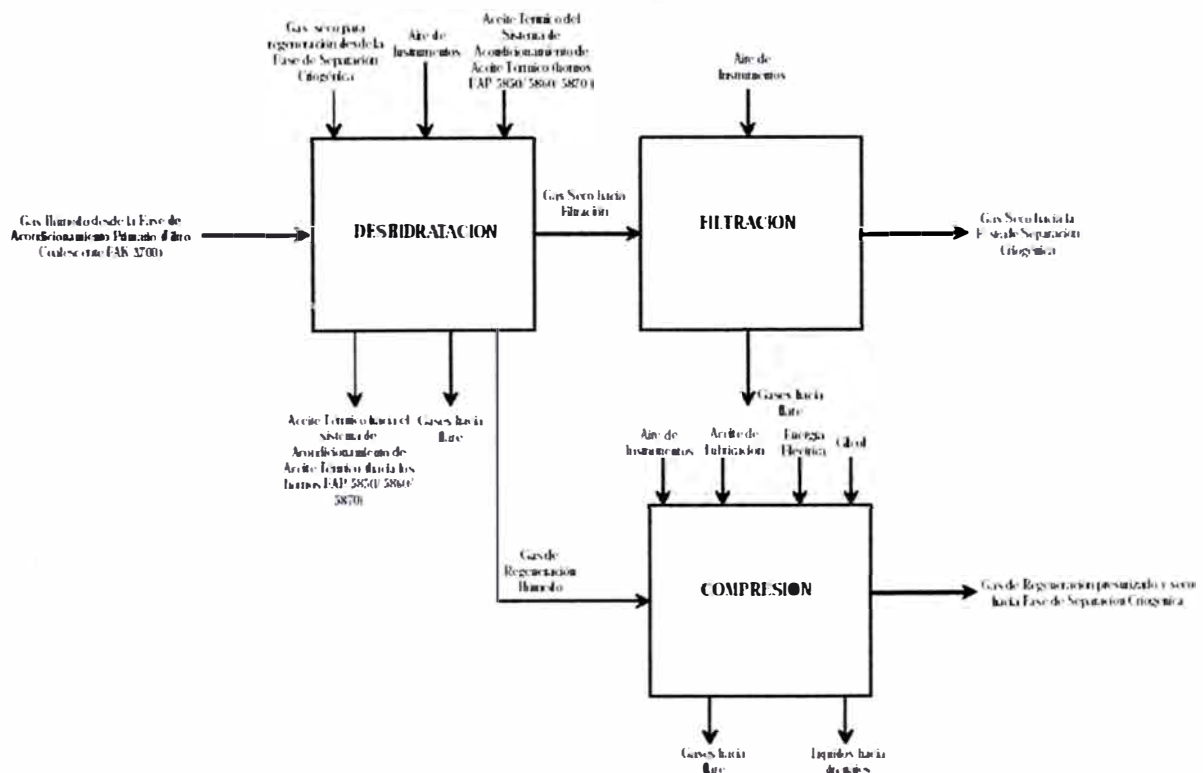


Figura 1.8: Diagrama de Entradas y Salidas de la Deshidratación

Simultáneamente, el gas seco proveniente de la fase de separación Criogénica es acondicionado e ingresa hacia la subfase de deshidratación para utilizarse como gas de regeneración, para posteriormente dirigirse hacia la subfase de **compresión** a través de la cual es enviado hacia la contactora de glicol del gas de regeneración CAF-3800, donde se retira la humedad del gas es enviado nuevamente hacia la salida de la fase de Separación Criogénica.

A.- Elementos que conforman la fase

Se presenta a continuación de que consiste cada una de las tres subfases del sistema de deshidratación:

A.1.- Deshidratación

- Torre de Deshidratación VBA-3710
- Torre de Deshidratación VBA-3720
- Torre de Deshidratación VBA-3730
- Calentador de Gas de Regeneración EBG-3790

A.2.- Filtración

- Filtro de polvo para gas seco FAJ-3740
- Filtro de polvo para gas seco FAJ-3740

A.3.- Compresión

- Aero enfriador de gas de regeneración EAL-3780
- Separador Bifásico Scrubber de gas de regeneración VBD-3810
- Compresor de gas de regeneración KZZ-3770
- Compresor de gas de regeneración KZZ-3775

- Contactora de glicol del gas de regeneración CAF-3800

Todos los equipos aquí mencionados tienen asociado instrumentos de control.

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos la temperatura de punto de rocío de agua, en la corriente de gas de salida de los FAJ-3740-3750. El mantener el punto de rocío del agua presente en la corriente de gas, en un valor de temperatura adecuado es una condición fundamental para el funcionamiento adecuado de la fase y evitar problemas en la fase de Separación Criogénica.

C.- Estrategia de control

La temperatura del punto de rocío del agua en la corriente de gas a la salida de los filtros de polvo se controla, en esta fase; básicamente asegurando el correcto funcionamiento de los ciclos establecidos anteriormente para las torres de deshidratación:

- Adsorción: 24 horas
- Aislamiento (Isolation)
- Despresurización: 1/4 hora
- Calentamiento: 6 horas
- Enfriamiento: 4 horas
- Presurización: 1/4 hora
- Stand By: 1 1/2 horas

Así mismo, el buen funcionamiento de este ciclo permitirá obtener el punto de rocío óptimo; sin embargo si este no fuera el valor esperado, debemos verificar que cada una de las subfases definidas para la fase de deshidratación se encuentre realizando la función para la que está diseñada. El higrómetro on-line que se encuentra montado en la línea de salida de los filtros de polvo, es el instrumento a través del cual se registrará el contenido de humedad y permite el monitoreo de la temperatura del punto de rocío. Por otro lado, para asegurar que la temperatura del punto de rocío del agua en la corriente de gas a la salida de los filtros de polvo sea la adecuada, existen otros parámetros que deben asegurarse, como son por ejemplo: el mantenimiento del caudal de entrada de gas a las torres de tamices, evitar las variaciones rápidas de presión en las torres (que pueden provocar canalizaciones del lecho), adecuada temperatura de regeneración final, caudal de ingreso de glicol a las torres contactoras de glicol, verificación de caída de presión en las torres de tamices moleculares.

1.2.4 Separación Criogénica

Esta fase de operación separa la corriente de gas deshidratado (sin humedad), proveniente de la fase de Deshidratación, en dos corrientes, una de gas llamado “Gas Residual” que está constituido principalmente de C1 (Metano) y C2 (Etano) y otra corriente de líquidos (NGL) compuesta por C3 (Propano) y superiores (C4-Butano, C5-Pentano, C6-Hexano, etc). El gas residual posteriormente es utilizado para regenerar los tamices moleculares y como alimentación en la fase de compresión de gas para inyección y venta; los líquidos recuperados son llevados para el posterior

bombeo y/o almacenaje. Esta fase es muy importante porque la condensación de todos los gases, requiere de un enfriamiento muy grande y esto se logra a través de la fase de Separación Criogénica. En esta fase se logra entonces separa los hidrocarburos condensables y el gas residual de planta. Los líquidos (C3 y superiores) que se recuperan como producto de esta fase constituyen parte muy importante del negocio, puesto que la eficiencia con la que separan del C1 y C2 nos dan gran parte de la economía del proceso, debido a que estos hidrocarburos superiores tienen mayor valor económico.

La función de esta fase de operación (Ver Figura 1.9: “Diagrama de Entradas y Salidas de la Separación Criogénica”), es la de **recibir** como alimentación, gas seco proveniente de la fase de Deshidratación, específicamente el gas seco que sale de los filtros de polvo. Además usa:

- Aceite térmico (Hot Oil) proveniente de la fase de Acondicionamiento Térmico
- Energía eléctrica que proviene de la fase de Generación Eléctrica.
- Aire de instrumentos

Y a la salida se obtiene como productos principales:

- Gas residual que principalmente está constituido por C1 y C2 con contenido de CO₂ que se comprime para la venta e inyección, y una pequeña fracción que será utilizada como gas para regeneración en la fase de deshidratación.
- Hidrocarburo líquido constituido por C3 y superiores que pueden estar dentro de especificación o fuera de especificación.

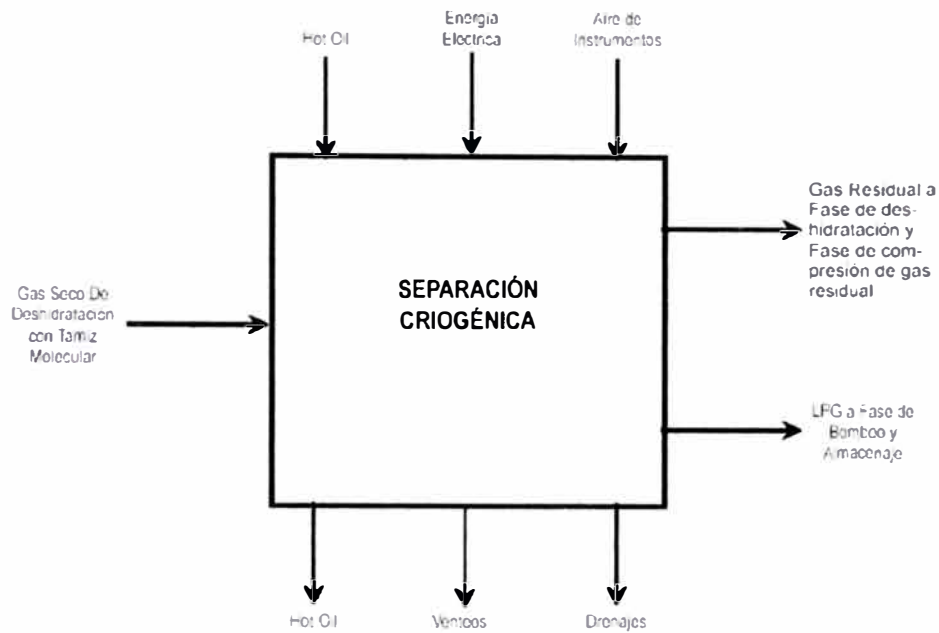


Figura 1.9: Diagrama de Entradas y Salidas de la Separación Criogénica

Y además:

- Aceite térmico (Hot Oil) a la fase de Acondicionamiento Térmico
- Gas a venteo, por seguridad de las instalaciones
- Drenajes

La fase de operación se puede dividir en tres sub-fases funcionales que son las siguientes (Ver Figura 1.10: “Diagrama Funcional de Bloques de la Separación Criogénica”):

- Intercambio de Calor y Separación
- Turbo Expansión
- Recuperación de Líquidos

En la sub-fase de **Intercambio de Calor y Separación** se pre-enfría y acondiciona la corriente de gas deshidratado aprovechando para esto las corrientes internas que salen de la sub-fase de **Recuperación de Líquidos**, a la vez que estas corrientes internas son también acondicionadas adecuadamente para el proceso. Se aprovecha también la corriente de gas residual que esta abandonando la fase. También como salida de esta sub-fase se podrían tener venteos por seguridad de las instalaciones y drenajes.

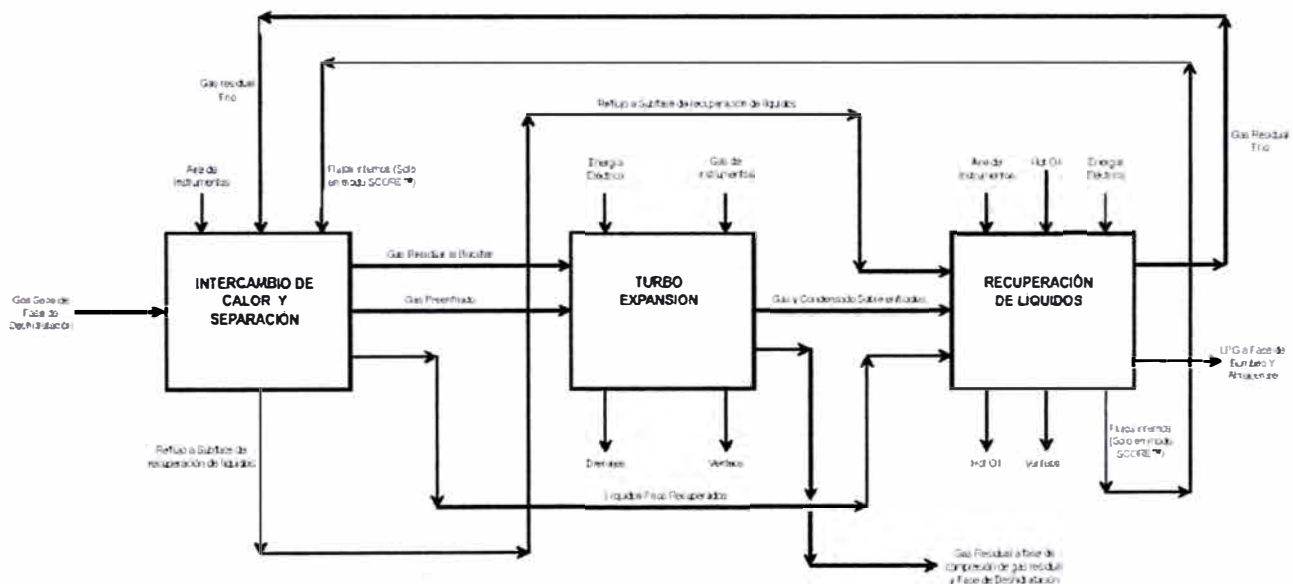


Figura 1.10: Diagrama Funcional de Bloques de la Separación Criogénica

En la sub-fase de **Turbo Expansión** se toma el gas que ha sido pre-enfriado en la sub-fase de **Intercambio de Calor y Separación**, a este gas se le permite la expansión dando lugar a un gran enfriamiento, este enfriamiento produce una corriente de gas frío con hidrocarburos condensados que pasan a la sub-fase de **Recuperación de Líquidos**. También en esta fase se aprovecha la energía liberada

por el gas como producto de la expansión para precomprimir el gas residual que ya ha sido procesado y está saliendo como producto de la sub-fase de **Recuperación de Líquidos**, este gas residual que sale de la sub-fase constituye uno de los productos principales de la fase. En maniobras de arranque y paro se tendrá a la salida de la sub-fase, drenajes; y durante la operación, venteos por seguridad de las instalaciones.

En la sub-fase de **Recuperación de Líquidos** la corriente bifásica de gas frío e hidrocarburos condensados provenientes de la sub-fase de **Turbo Expansión** es fraccionada. En el modo de operación, varias corrientes intermedias van a la sub-fase de **Intercambio de Calor y Separación**, y luego regresan a esta sub-fase. Como producto de esta se obtienen los hidrocarburos líquidos que va a la fase de Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos. En esta sub-fase se utiliza el aceite térmico (Hot Oil) como fuente de calor para la operación. También a la salida de la sub-fase se tienen venteos por seguridad de las instalaciones y en algunas maniobras de drenajes.

A.- Elementos que conforman la fase

A continuación se presenta la conformación de cada una de las tres sub-fases:

A.1.- Intercambio de Calor y Separación

- Precalentador de Alimentación a la Torre Deetanizadora EZZ-4110
- Intercambiador Líquido de la Deetanizadora/Gas de Entrada EZZ-4115
- Intercambiador Gas / Gas EZZ-4100
- Condensador de Reflujo EZZ-4120

- Separador Frió VBA-4130

A.2.-Turbo Expansión

- Enfriador a la descarga del Booster EAL-4250
- Expansor KAE-4140
- Compresor Booster KAE-4150
- Enfriador de Aceite de Lubricación del Expansor EAL-4910
- Bombas de Aceite de Lubricación del Expansor PAY-4920/4925
- Acumulador de Aceite de Lubricación del Expansor VBL-4930
- Filtros de aceite del Expansor FAJ-4940/4945
- Tanque de Aceite del Expansor VBJ-4950
- Filtro de Protección de Aceite del Expansor FAJ-4960
- Filtro de Gas de sello FAJ-4970/4975
- Calentador de Aceite de Lubricación EAP-4980
- Calentador de Gas de Sello EBA-4160

A.3.- Recuperación de Líquidos

- Rehervidor de la Deetanizadora EBC-4230
- Enfriador de Producto EAL-4260
- Deetanizadora CBA-4220
- Acumulador de Reflujo de la Deetanizadora VBL-4200
- Bombas de Reflujo de la Deetanizadora PAY-4210/4220

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos:

- El porcentaje de propano en el gas residual
- El porcentaje de etano en la corriente de hidrocarburos líquidos

Se controla la composición de las corrientes, tanto de gas residual como de hidrocarburos líquidos que abandonan la fase por el fondo de la deetanizadora, pasando por el aero-enfriador EAL-4260. El objetivo del tren criogénico es lograr que las composiciones de estas corrientes se ajusten a la especificación del proceso en el modo que se encuentre operando la planta en el momento. A pesar de que la composición detallada de nuestros productos este por completo sujeta a la composición del gas que llega a la planta (composición que no podemos controlar), lo que si podemos controlar son: el máximo contenido de propano (C3) en el gas residual que abandona la fase y el contenido de etano (C2) en los hidrocarburos líquidos que salen de la fase por el fondo de la deetanizadora.

C.- Estrategia de control

A continuación se explica cómo se controlan los parámetros determinantes de esta fase:

Porcentaje de Propano en el Gas Residual

La composición adecuada de las corrientes de gas y condensado se controla cambiando uno o más de los siguientes factores:

- Temperatura de fondos de la torre deetanizadora
- Caudal de reflujo hacia la torre deetanizadora
- Temperatura de la corriente de alimentación líquida a la torre deetanizadora
- Presión de operación de la torre deetanizadora

- Temperatura de la corriente de alimentación líquida del fondo del separador frío a la torre deetanizadora

La selección adecuada de estas variables mejorará la calidad de los productos. El cambio de una de las variables afecta el valor de las otras, es por ello que es importante entender el efecto de cambiar cada una de las variables. La temperatura de los fondos de la torre está relacionada con más de una variable, sin embargo la relación más directa que existe entre esta y otras variables, es la relación que existe con el flujo de aceite térmico (Hot Oil) que pasa a través del rehervidor de la torre. Ante un descenso en la temperatura del fondo de la torre deetanizadora, se permitirá mayor flujo de aceite térmico a través del reboiler de la torre deetanizadora. Cuando la temperatura sea muy alta, se restringirá el paso de aceite térmico.

El caudal de reflujo afecta la calidad del producto y la capacidad de la columna, ya que aumenta el grado de separación y la carga calórica de la misma (calor que debe entregar el rehervidor), lo cual afecta la eficiencia de la torre deetanizadora. La temperatura del reflujo afecta el reflujo interno. Un reflujo sub-enfriado, requiere mayor cantidad de energía para vaporizar, sin embargo, en casos donde se tengan limitaciones de bombeo de reflujo, el reflujo sub-enfriado aumenta el reflujo interno. Excesivo reflujo produce inundación y por ende una mala separación en la torre. Respecto a la temperatura de alimentación de las diferentes cargas, éstas, si bien afectarán los flujos en el interior de la torre y la operación de la misma, (en consecuencia la calidad de los productos), no deberían utilizarse como parámetros a manipular para controlar la eficiencia de operación de la fase puesto que no son

indispensables. El cambio de uno de ellos implica la perturbación de otras variables, sin embargo, se considerarán como posibles causantes de algún desperfecto operativo, en caso de darse las circunstancias.

La presión afecta el grado de separación de la mezcla, porque cambia la volatilidad relativa. A mayor presión menor volatilidad relativa y, por tanto se hace más difícil la separación. La contaminación del producto del tope, se controla más efectivamente aumentando la presión antes que la tasa de reflujo.

La temperatura de los topes de la deetanizadora se controla por medio del caudal de reflujo que llega a ésta, en este modo de operación la corriente de gas de reflujo que proviene del intercambiador de placas EZZ-4120 (intercambiador condensador de reflujo), este caudal es tomado directamente de la corriente de gas que se dirige al turbo expansor, no obstante, el caudal de gas que pasa por el intercambiador EZZ-4120 (intercambiador condensador de reflujo) no solo se relaciona con el reflujo de la torre, sino también con otras variables que podrían verse afectadas, por lo que no es recomendable manipular esta variable como prioritaria para control.

La temperatura de la corriente líquida que proviene del fondo del separador frío que alimenta a la torre en la zona intermedia, es manipulada por el caudal de gas de entrada que es derivado hacia el EZZ-4110 (precalentador de alimentación a la deetanizadora), esta temperatura no es una variable que se pueda mover sin afectar el

resto de la fase. El manipular esta variable podría afectar lazos importantes de control de la fase, por lo que es poco recomendable la manipulación de la misma.

Porcentaje de Etano en el GLP.

Al igual como las demás variables en ésta fase, todas las variables así como los productos están profundamente relacionados, de la misma manera, las variables que afectan la calidad de producto de tope de la torre deetanizadora, llámese Gas Residual, también afectan la calidad del producto de fondos que es el GLP.

La temperatura de fondos de la torre se controla con la finalidad de no tener arrastre de componentes ligeros, en este caso Etano (C₂), con la corriente de líquidos. La presión de operación de la torre como ya se explicó en párrafos anteriores, se relaciona directamente con la temperatura de fondos e interviene con la volatilidad relativa de los componentes, por lo que puede ayudar a controlar el arrastre de componentes pesados con la corriente de gas residual.

Al igual que en el control de porcentaje de propano que sale por el tope de la deetanizadora, el control de etano que sale por el fondo se debe hacer preferentemente controlando la temperatura del fondo de la torre deetanizadora. La operación de la fase implica un equilibrio de temperaturas y presión de operación adecuada, de manera que el empobrecimiento de la corriente de gas residual de componentes pesados no implique un arrastre de componentes ligeros con el GLP.

1.2.5 Compresión de Gas Residual

Esta fase de operación se encarga de recepcionar el gas residual (gas seco tratado) del proceso criogénico para proceder a comprimir parte de él a un determinado valor que le permita ser transportado a través de un gasoducto a la costa (Gas para Ventas) y lo restante es comprimido a un valor superior que permita inyectarlo de regreso a la formación (Gas para Inyección).

La importancia de esta fase radica en que le brinda al gas residual (obtenido en planta), la presión y la temperatura adecuada para que este pueda ser transportado a la costa a través del gasoducto y/o ser inyectado de regreso a la formación. A su vez que permite regular indirectamente la presión en la cabeza de torre de la deetanizadora (Ver “1.2.4. Separación Criogénica”) a través de los equipos que la conforman.

Si luego de una operación normal en esta fase, se generara una falla que la obligue a detenerla total o parcialmente, en el acto no existiría forma de poder desalojar la totalidad del gas residual de los trenes criogénicos dando como consecuencia el paro parcial ó total de la planta. Podemos darnos cuenta de la importancia que tiene esta fase pues viene a ser el “corazón” de la planta.

Lo que hace esta fase es el recepcionar el gas residual obtenido en los trenes criogénicos y comprimirlo por etapas para obtener dos productos:

- Gas residual en condiciones de ser transportado a través de un gasoducto hacia la costa para su respectiva venta (Gas para Ventas).
- Gas residual en condiciones de ser transportado a través de un gasoducto hacia los clusters para ser inyectado de regreso a la formación (Gas para Inyección).

Para comprenderlo mejor, veamos la Figura 1.11 (“Diagrama de Entradas y Salidas de la Compresión de Gas Residual”). En dicho diagrama observaremos lo que entra a esta fase y las salidas que se generan. Específicamente la fase: “Compresión de Gas Residual”, recibe como alimentación el gas residual del proceso criogénico, proveniente de la fase: “Separación Criogénica”. Adicionalmente cuenta con entradas de:

- Gas combustible.
- Aire Atmosférico.
- Aire para Instrumentos
- Agua
- Nitrógeno.
- CO₂.
- Aceite.
- Energía eléctrica.

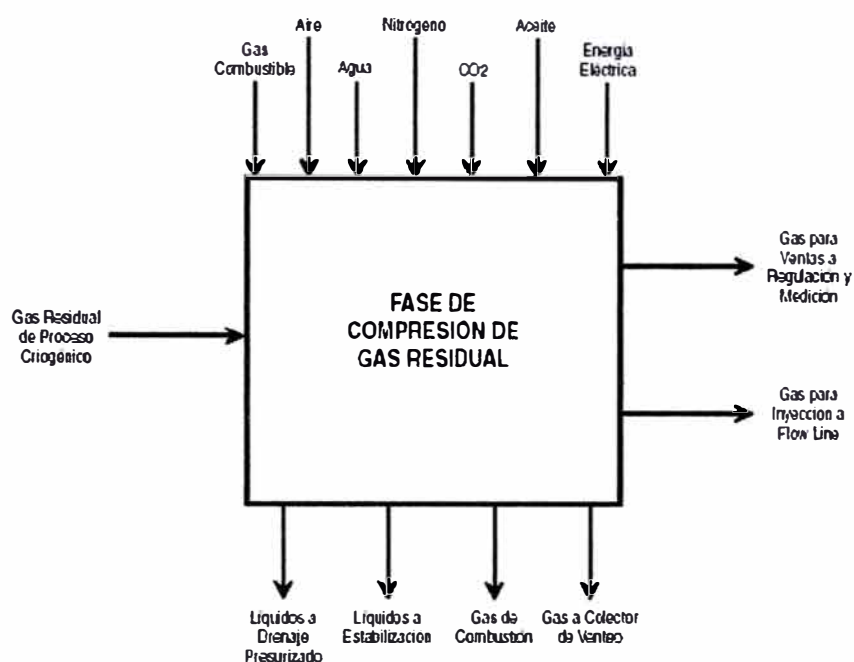


Figura 1.11: Diagrama de entradas y Salidas de la Compresión de Gas Residual

A la salida de esta fase lo que obtenemos principalmente es:

- Gas para ventas, que se deriva a la fase: “Regulación y Medición de Gas de Venta”, en condiciones de presión y temperatura listo para ser transportado a la costa.
- Gas para Inyección, en condiciones de presión y temperatura listo para ser transportado al Cluster y ser inyectado en la formación.
- Líquidos; que se derivarán a drenajes presurizados
- Líquidos; que se derivarán a estabilización.
- Gas de combustión; debido a la quema de combustible.

- Gas a colector de venteo; debido a alguna eventualidad de sobre presión o alguna situación de contingencia tendremos salida de gas residual hacia el colector de venteo.

Para un mejor entendimiento de la fase, se le precisó dividir en cuatro sub-fases. Procedamos a ver entonces cada una de estas sub-fases que lo conforman y la relación entre ellos; vea la Figura 1.12 (“Diagrama Funcional de Bloques de la Compresión de Gas Residual”).

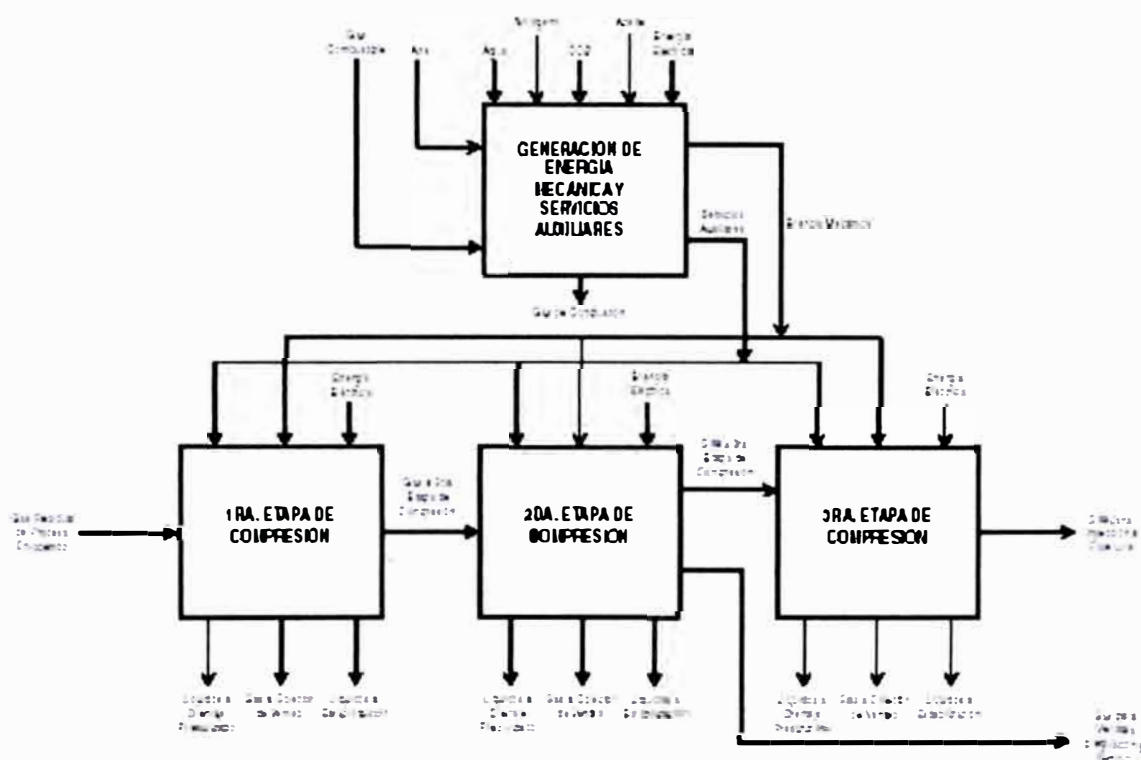


Figura 1.12: Diagrama Funcional de Bloques de la Compresión de Gas Residual

En la sub-fase de Generación de Energía Mecánica y Servicios Auxiliares, se genera la fuerza requerida para impulsar la etapa de compresión que existe dentro de

cada una de las sub-fases que se detallarán seguidamente; a la vez que permite la distribución de los servicios que se requerirán para preservar la funcionalidad de toda esta fase. En la sub-fase de 1ra. Etapa de Compresión, se receptiona el gas residual (gas seco) proveniente del proceso criogénico y a través de los equipos que la conforman, se le da condiciones de presión y temperatura para entrar a la siguiente sub-fase de compresión. En la sub-fase de 2da. Etapa de Compresión, se receptiona el gas a una mayor presión proveniente de la sub-fase anterior y se le procede a comprimir produciéndole un mayor incremento de presión y dejándolo a su vez en condiciones de temperatura para posteriormente derivar parte de él a la fase: “Regulación y Medición de Gas de Venta” para luego ser transportado hacia la costa a través del gasoducto. El gas restante ingresa a la siguiente sub-fase. En la sub-fase de 3ra. Etapa de Compresión, se recibe el gas seco a mayor presión proveniente de la sub-fase anterior para darle condiciones de presión y temperatura para poder derivarlo de regreso a la formación a través de la fase “Transporte Planta de Gas Malvinas-SM3” .

A.- Elementos que conforman la fase

La fase consta de dos trenes de compresión idénticos (Nro.1 y Nro.2). Por lo cual dentro de nuestro análisis de división en sub-fases, se incluyen a los dos como si se tratase de uno solo. Cuando se menciona el TAG de un equipo correspondiente al tren de compresión Nro.1, se coloca al lado de los mismos (entre paréntesis), el TAG del equipo correspondiente al del tren de compresión Nro. 2.

A continuación se presenta la conformación de cada una de las cuatro sub-fases de esta fase de operación:

A.1.- Generación de Energía Mecánica y Servicios Auxiliares

Turbina General Electric modelo MS 5002 C DLN1 – SC (Tren Nro.1 y Tren Nro.2)

- Motor de Arranque
- Convertidor de Torque
- Caja de Engranajes
- Compresor de Aire
- Cámara de Combustión
- Turbina de Alta Presión
- Turbina de Baja Presión
- Caja Incrementadora de Velocidad
- Skid de Servicios Auxiliares

A.2.- 1ra. Etapa de compresión

- Colector de Succión
- Separador VBF-5100 (VBF-5300)
- 1ra. Etapa del Compresor Axial KAE-5160 (KAE-5360)
- Aero-Enfriadores EAL-5130A/B/C (EAL-5330A/B/C)

A.3.- 2da. Etapa de Compresión

- Separador VBF-5110 (VBF-5310)
- 2da. Etapa del Compresor Axial KAE-5170 (KAE-5370)
- Aero-Enfriadores EAL-5140A/B/C (EAL-5340A/B/C)
- Colector de Gas para Ventas

A.4.- 3ra. Etapa de Compresión

- Separador VBF-5120 (VBF-5320)
- 3ra. Etapa del Compresor Axial KAE-5180 (KAE-5380)
- Aero-Enfriadores EAL-5150A/B (EAL-5350A/B)
- Colector de Gas para Inyección

Además de los equipos antes listados, cada sección tiene instrumentación de control. Esto se discutirá en la Sección 3:000 de este manual “Control de la Fase de Compresión de Gas Residual” (Instrumentación y Dispositivos de Control).

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos:

1. Presión de descarga 2da. Etapa.
2. Presión de descarga 3ra. Etapa.
3. Temperatura de salida del EAL-5140 (EAL-5340).
4. Temperatura de salida del EAL-5150 (EAL-5350).

C.- Estrategia de control

A continuación se explica cómo se controlan los parámetros determinantes de esta fase:

Presión de descarga 2da. Etapa.

Se controla a través de la velocidad de la turbina que genera la energía mecánica para los compresores centrífugos. También puede recurrirse a la recirculación de gas a través de la válvula Antisurge en esta etapa.

Presión de descarga 3ra. Etapa.

Al igual que en el caso anterior, esta presión se controla a través de la velocidad de la turbina y/o a través de la recirculación de gas con la válvula Anti- surge en esta etapa.

Temperatura de salida del EAL-5140 (EAL-5340).

El gas experimenta un incremento de su temperatura como consecuencia de la compresión a la que fue sometida. Es necesario acondicionar la temperatura de este gas, ya que debe reunir ciertos requerimientos antes de ingresar al gasoducto que lo transportará hacia la costa (Gas para Ventas) y además debe estar a una temperatura adecuada para que la 3ra. Etapa de compresión no requiera de un mayor trabajo para producir el salto de presión requerido. Esto se logra refrigerando el gas con aire.

Temperatura de salida del EAL-5150 (EAL-5350).

Es necesario acondicionar la temperatura de este gas que ingresará a un gasoducto para ser llevado al cluster donde se le inyectará de regreso a la formación. Esto se logra refrigerando el gas con aire.

1.2.6 Estabilización de Condensado

En esta fase de operación se extraen los hidrocarburos más livianos (metano – C1 etano – C2 contenido en el condensado que viene de una separación primaria de la fase de acondicionamiento Primario. Tiene como objetivo:

- Permitir el condensado en especificación para su transporte en función a su contenido de liviano.

- Recuperar las fracciones livianas para unir las a la entrada de los trenes criogénicos.

El condensado es uno de los productos principales en una planta de gas y debe cumplir una rigida especificación para su entrega, transporte y venta. En función fundamentalmente a su contenido de etano, que será el indicador de que el producto se halla en o fuera de especificación. Lo primero que se debe determinar con exactitud es la función de esta fase de operación, para ello observemos la Figura 1.13 (“Diagrama de Entradas y Salidas de la Estabilización de Condensado”).

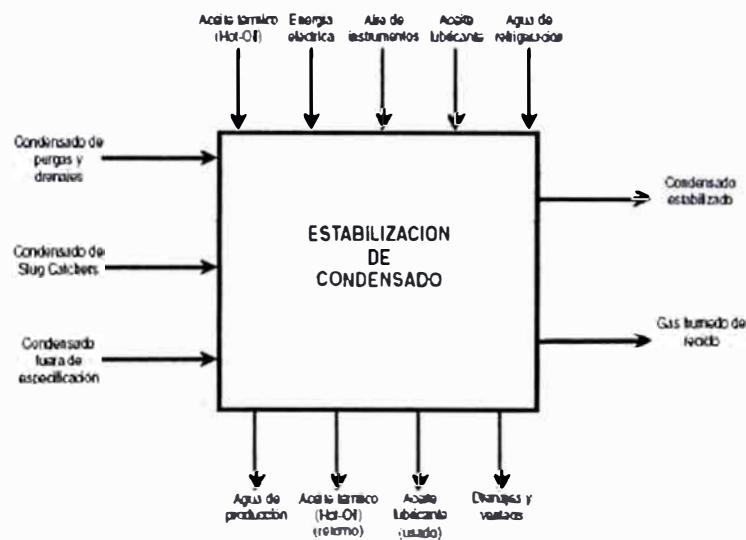


Figura 1.13: Diagrama de Entradas y Salidas de la Estabilización de Condensado

La fase de estabilización de condensado, recibe como alimentación, el condensado proveniente de una separación primaria en los slugs catchers, una línea

de alimentación de condensado fuera de especificación para su reprocesamiento y una línea secundaria de las purgas y drenajes. Además utiliza:

- Aire de instrumentos
- Energía eléctrica
- Aceite térmico (HOT-OIL)
- Aceite lubricante
- Agua de refrigeración

Como salida de la fase se tiene:

- Condensado estabilizado (mínimo contenido de componentes livianos).
- Gas húmedo de reciclaje que fue comprimido e irá a la entrada de los trenes criogénicos.

Además como sub-producto se obtiene:

- Agua de producción con mínimo contenido de hidrocarburos.

La fase de estabilización de condensado se puede dividir en cuatro sub-fases:

1. Separación Principal
2. Separación Flash
3. Estabilización Final
4. Compresión de reciclaje

La Figura 1.14 (“Diagrama Funcional de Bloques de la Estabilización de Condensado”) muestran las cuatro sub-fases y su relación.

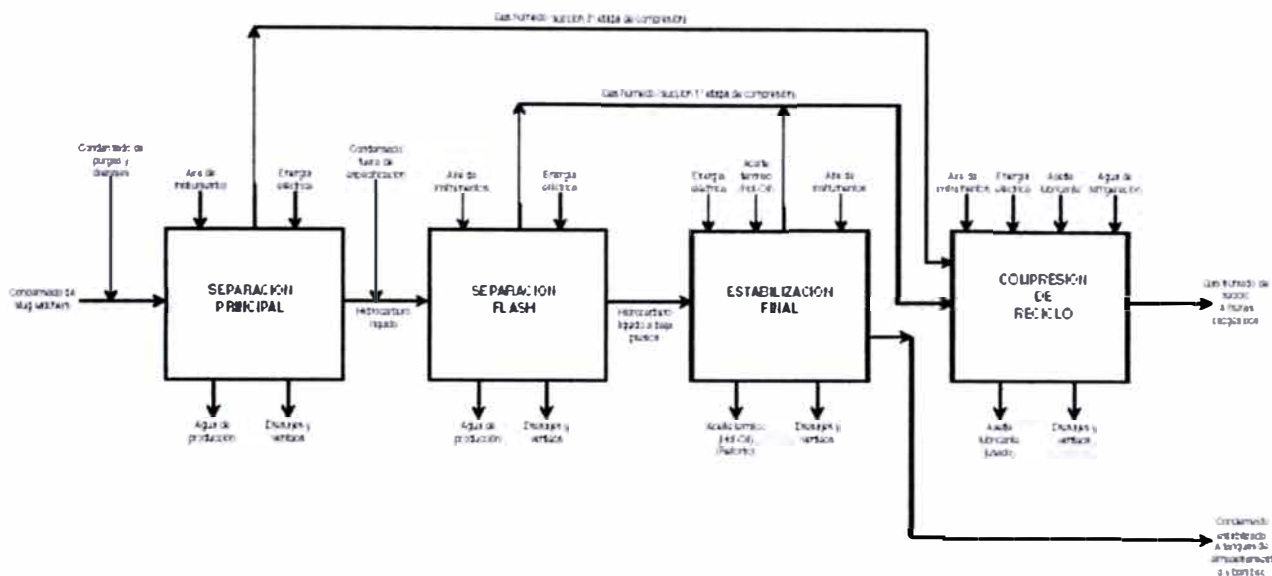


Figura 1.14: Diagrama Funcional de Bloques de la Estabilización de Condensado

A la sub-fase de **Separación Principal** ingresa el condensado proveniente de los slugs catchers, al cual se une la línea de purgas y drenajes y se separan gas, agua de producción e hidrocarburo líquido. A la sub-fase de **Separación Flash** ingresa el hidrocarburo líquido proveniente de la separación principal, que de aquí en adelante lo llamaremos “condensado”, al cual se une la línea de condensado fuera de especificación, para luego de un cambio físico retirar condensado a baja presión. En la sub-fase de **Estabilización Final** ingresa el condensado a baja presión proveniente de la separación flash y luego de una serie de procesos se obtiene como producto el condensado estabilizado que será enviado a tanques de almacenamiento y bombeo. En la fase **Compresión de Reciclo** el gas húmedo proveniente de las tres sub-fases anteriores es comprimido y enviado a la entrada de los trenes criogénicos.

A.-Elementos que conforman la fase

A continuación se presenta la conformación de cada una de las cuatro sub-fases de esta fase de operación:

A.1.- Separación Principal

- Separador Principal VBD -2100
- Filtro de Condensado FAJ-2180

A.2.- Separación Flash

- Separador Flash VBF-2120
- Filtro cohalecedor FAJ-2190

A.3.- Estabilización Final

- Torre Estabilizadora CAY-2200
- Intercambiador de Calor EAP-2130
- Rehervidores EBC-2150 / 2160
- Aeroenfriador EAL-2170

A.4.- Compresión de Reciclo

- Compresores de Reciclo KAE-2330 / 2340 /2350
- Scrubbers-2300 / 2310 / 2320; VBF-2410 /2420 / 2430; VBF-2440 / 2450 / 2460
- Aeroenfriadores AEA-2360 / 2370 / 2485
- AEA-2470 / 2480 / 2390

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos:

1. La cantidad de etano en el condensado estabilizado

2. La cantidad de propano en el gas húmedo de recicló
3. La cantidad de hidrocarburo en el agua de producción

C.- Estrategia de control

La calidad y cantidad de condensado estabilizado se controla cambiando uno o más de los siguientes factores:

- Temperatura del condensado que ingresa a la torre por la parte superior.
- Temperatura del condensado que retorna a la torre por la parte de fondo, de los rehervidores EBC-2150 / 2160.
- Nivel del fondo de torre.

Estos parámetros afectan directamente al gradiente de temperatura de la torre y por ende a la presión de la misma. Si el caudal de Hot-Oil que viene desde los hornos disminuye, la temperatura en la torre baja entonces no habría un buen desprendimiento de los componentes livianos por ende el condensado no sería debidamente estabilizado. En el caso del gas húmedo de recicló se verá afectado también con un decremento de la temperatura de la torre ya que arrastrará una mayor cantidad de componentes pesados.

Para el agua de producción se debe tomar en cuenta la cantidad de hidrocarburo que pueda arrastrar, por tanto es importante mantener un adecuado nivel en el separador principal, ya que del tiempo de residencia de la fase líquida en este dependerá una buena separación por densidades del hidrocarburo líquido y el agua.

1.2.7 Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburo Líquido

Esta fase operación comprende el almacenaje de líquidos provenientes de las fases de Estabilización de Condensado y Separación Criogénica, para proceder a bombearlos. La fase tiene por finalidad bombear los líquidos en especificación para su transporte y/o almacenar estos líquidos en especificación en caso de que por algún motivo no puedan ser despachados para su transporte, así como también tiene por finalidad, almacenar los líquidos fuera de especificación para enviarlos de regreso al proceso.

Es muy importante por varias razones: la primera consiste en que es el nexo entre la planta de gas y la estación de bombeo que debe tener una presión de succión adecuada, además dado el caso de que por algún problema el transporte de líquidos no sea posible, permitirá a la planta continuar operando por un periodo limitado de tiempo, otra razón consiste en que dada la situación de que el producto de las fases de Estabilización de Condensado y Separación Criogénica, no cumpla con las especificaciones requeridas para su transporte, en esta fase, este producto fuera de especificación “Off Specification” podrá ser retornado al proceso para ser acondicionado debidamente. Esta fase de operación (Ver Figura 1.15: “Diagrama de Entradas y Salidas del Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos”), recibe como alimentación producto líquido proveniente de las fases de Estabilización de Condensado y Separación Criogénica, mismo que puede estar dentro o fuera de especificación. Cabe resaltar que por separado, la producción de los trenes criogénicos y la producción de estabilización son diferentes en composición, la mezcla de estos constituye la producción de líquidos de Planta Malvinas.

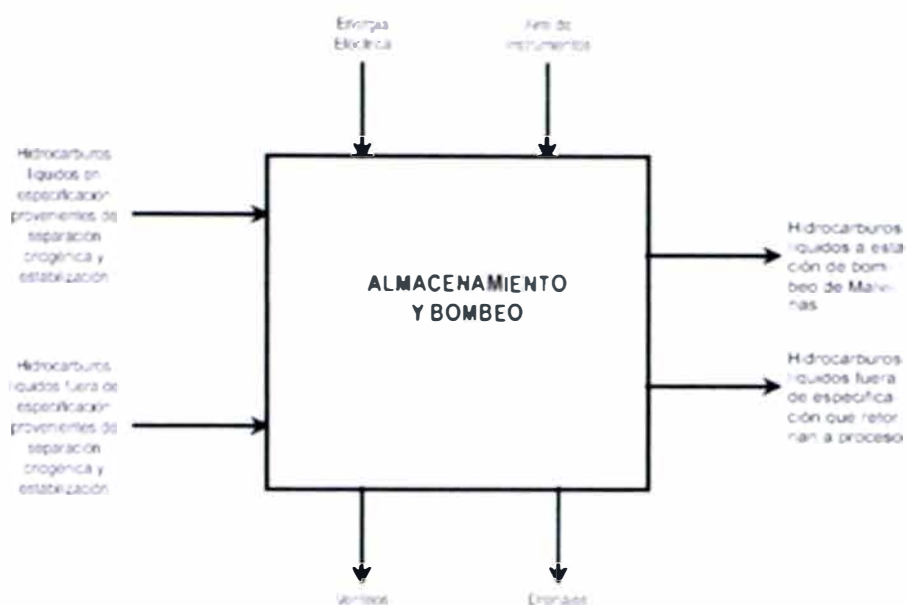


Figura 1.15: Diagrama de Entradas y Salidas del Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos

Además utiliza:

- Energía eléctrica que proviene de la fase de generación eléctrica.
- Aire de instrumentos

Y a la **salida** se obtienen como productos principales:

- Líquidos en especificación para transporte por la línea de líquidos a la costa.
- Líquidos fuera de especificación que regresan a proceso para ser acondicionados.

Y además:

- Venteos por seguridad de las instalaciones
- Drenajes en caso de intervenciones

La fase de operación se puede dividir en dos sub-fases funcionales que son las siguientes (Ver Figura 1.16: “Diagrama Funcional de Bloques del Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos”):

- Captación y almacenamiento
- Bombeo

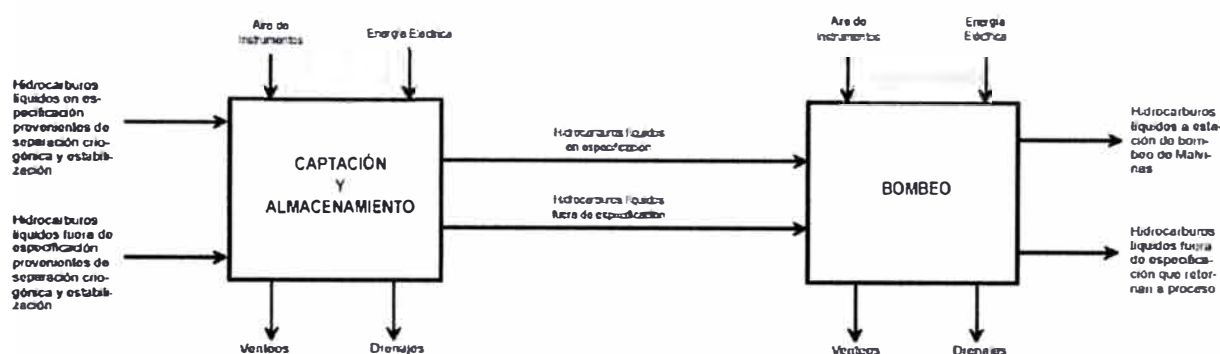


Figura 1.16: Diagrama Funcional de Bloques del Almacenamiento y Bombeo de Hidrocarburos Líquidos

En la sub-fase de **Captación y Almacenamiento** se colectan los líquidos que salen de las fases de Estabilización de condensado y Separación Criogénica, la captación hace distinción entre líquidos en especificación y fuera de especificación, que se tratan de manera diferente en la siguiente sub-fase, además esta sub-fase hace uso de servicios como es el aire de instrumentos. En el **Almacenamiento** se albergan los líquidos en especificación en caso de que estos no se puedan despachar para transporte y se almacenan líquidos fuera de especificación para regresarlos a proceso para adecuarlos debidamente para su transporte a la costa. Durante la operación se pueden producir venteos por seguridad de las instalaciones.

En la sub-fase de **Bombeo**, los líquidos en especificación se toman para ser despachados a su transporte hacia las instalaciones de la costa, mientras que en caso de que se tenga producto fuera de especificación, estos líquidos se bombean de regreso a las instalaciones de la planta para ser re-procesados y posteriormente despachados para su transporte. Además en esta sub-fase se tienen venteos que pueden ocurrir por seguridad de las instalaciones y drenajes cuando se intervengan los equipos.

A.- Elementos que conforman la fase

A continuación se presenta la conformación de cada una de las dos sub-fases de esta fase de operación:

A.1.- Captación y Almacenamiento.

- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2600
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2610
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2620
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2630
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2640
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2650
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2660
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2670
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2680
- Tanque de almacenamiento de NGL, TKAY-2690

A.2.- Bombeo

- Bomba centrífuga Booster de NGL, PAY-2900
- Bomba centrífuga Booster de NGL, PAY-2910
- Bomba centrífuga Booster de NGL, PAY-2920

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos:

1. La presión de descarga de las bombas.
2. El flujo de descarga de las bombas.
3. El nivel de operación de los tanques.

Tanto la presión como el flujo de descarga de las bombas, son parámetros importantes a controlar, la presión de descarga de las bombas es primordial ya que al estar actuando como bombas booster, es necesario que entreguen un líquido a un valor fijado de presión, para que de esta manera la estación de bombeo de Malvinas pueda operar adecuadamente, además por otro lado el flujo que bombean los equipos deberán ser igual al flujo que esta saliendo de los trenes de proceso, de otra manera nos veríamos obligados a manejar un stock de producto, lo que no es conveniente, puesto que en caso de algún problema en el bombeo de líquidos, será necesario almacenar toda la producción y se necesitará toda la capacidad disponible. Producto del caudal de producción de líquidos de los trenes de proceso y la capacidad de los tanques, la autonomía de almacenamiento de producto es de más o menos 6 horas, si la estación de bombeo de Malvinas o las bombas booster continuarán in operativas

por un tiempo que haga se supere la capacidad de almacenamiento, esto obligará a detener la producción de los trenes de proceso.

C.- Estrategia de control

Captación y Almacenamiento.

Uno de los parámetros más importantes a determinar es la calificación de los líquidos de salida de los trenes de proceso, la decisión de si un producto esta en o fuera de especificación será tomada por el personal en turno, es importante remarcar algunos aspectos:

- A pesar que el producto de uno de los trenes de proceso, llámese estabilización ó trenes criogénicos esté fuera de especificación, será necesario analizar si el producto total que resulta de la mezcla de las diferentes corrientes está fuera de especificación.
- En caso de que uno de los trenes de proceso esté afectando la calidad del producto, la producción de líquidos de éste será llevada a los tanques TKAY-2600 y/o TKAY-2610, para luego con ayuda de las bombas booster regresar al tren de estabilización donde será reprocesada.

Para derivar producto a los colectores de líquidos en especificación o fuera de especificación se deberán actuar las válvulas correspondientes que se encuentran a la salida de los trenes de proceso, a pesar de que estas válvulas actúan comandadas de manera remota desde la Sala de Control, la decisión de que estas actúen pasa por el personal de turno.

Los tanques de almacenamiento de líquidos en y fuera de especificación TKAY-2600 y TKAY-2610 están equipados con válvulas que seleccionan el colector del cual ingresarán líquidos y válvulas con las que se puede seleccionar el colector al cual aportará la descarga del tanque, de igual manera, estas válvulas son actuadas de manera remota desde Sala de Control; sin embargo, la decisión de la posición en que deberán estar cada una de estas pasará por el personal de turno. Además están equipados con sensores de nivel que indicarán en todo momento el nivel de líquidos almacenado en los tanques.

Los tanques de almacenamiento de líquidos en especificación, TKAY-2620/2630/2640/2650/2660/2670/2680/2690, solamente tienen conexión con el colector de producto en especificación. En operación normal, , la decisión de cuales estarían en servicio, será tomada por el personal de turno, las válvulas de entrada y salida de cada uno de los tanques, al igual que en los casos anteriores están operadas de manera remota desde Sala de Control.

La instrumentación, controles y servicios de cada uno de estos tanques de almacenamiento es idéntica, todos están equipados con sensores de nivel de tipo radar y válvulas de sobrepresión, venteos y drenajes.

Bombeo

Esta sub-fase tiene como objetivo entregar el hidrocarburo líquido a un caudal determinado (según requerimientos operativos), con una presión específica de 380 PSI. Para esto tiene lazos de control que modifican la velocidad de las bombas según

sea necesario, ya sea para disminuir o para incrementar el caudal de descarga o la presión de descarga. Las bombas de esta sub-fase, sirven como bombas “booster” para la estación de bombeo de Malvinas que es operada por otra compañía (Transportadora de Gas del Perú - TGP). Es por esta razón que es muy importante que la presión de descarga de las bombas alcance un mínimo valor, de no hacerlo, la estación de bombeo de TGP no podría operar adecuadamente.

Además de los lazos de presión y caudal que controlan la velocidad de las bombas, también existen dispositivos de protección asociados al sistema de seguridad, tales como switches de alta presión. La operación de las válvulas ubicadas en la succión de las bombas puede ser hecha de manera remota o de manera local, ya que las válvulas cuentan con actuadores automáticos y dispositivos de apertura manual. Sin embargo, la descarga de las bombas esta conformada por una serie de válvulas manuales que permiten direccionar el hidrocarburo líquido a diferentes líneas ya sea de retorno a los tanques, de retorno al proceso o a la salida de la estación de bombeo.

La descarga de las bombas hacia la estación de bombeo también está protegida por una válvula que está asociada a controladores de presión y flujo que en caso de un exceso de presión ó flujo, retorna producto a los tanques de producto en especificación.

1.2.8 Regulación y Medición de Gas de Venta

Esta fase de la operación consiste en la medición del gas procesado por los Trenes Criogénicos; el cual es entregado para su transporte y posterior venta. Esta fase es importante debido a que permite cuantificar el caudal del gas procesado, sus componentes y calidad. Específicamente, la Fase de Regulación y Medición de Gas de Venta, capta como alimentación el gas de salida de la segunda etapa de los Turbo Compresores de Gas Residual midiendo el caudal así como la determinación de parámetros de calidad del gas (Ver Figura 1.17: “Diagrama de Entradas y Salidas de la Regulación y Medición de Gas de Venta”).

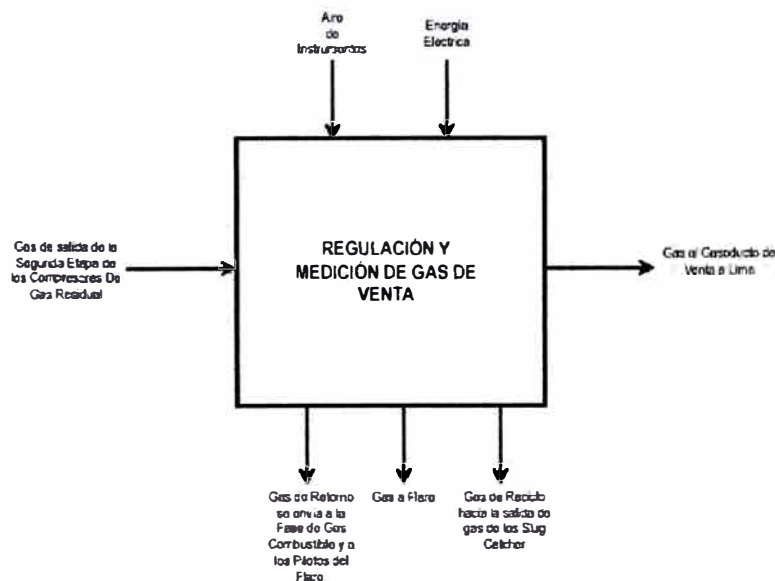


Figura 1.17: Diagrama de Entradas y Salidas de la Regulación y Medición de Gas de Venta

Además usa:

- Aire de Instrumentos.

- Energía Eléctrica.

De la fase se obtienen:

- El valor del Caudal de Gas de Venta.
- El valor del Punto de Rocío de Agua medido por el Analizador de Punto de Rocío.
- La composición del Gas medido con el Cromatógrafo.

A la salida se obtienen como productos secundarios:

- Gas de Reciclo que se envía al colector de gas húmedo a la entrada de los Trenes Criogénicos.
- Gas de Retorno, utilizado en caso de Paro de Planta, se envía a la Fase de Gas Combustible y a los Pilotos del Flare.

Además en la salida se obtiene como residuo gas a quema, proveniente:

- Del muestreo del Cromatógrafo se envía al Flare a quema.
- Del muestreo del Analizador de Punto de Rocío se envía al Flare a quema.
- Debido a venteo.

La fase de operación se puede dividir en dos subfases (Ver Figura 1.18: “Diagrama Funcional de Bloques de la Regulación y Medición de Gas de Venta”):

- Regulación.
- Medición.

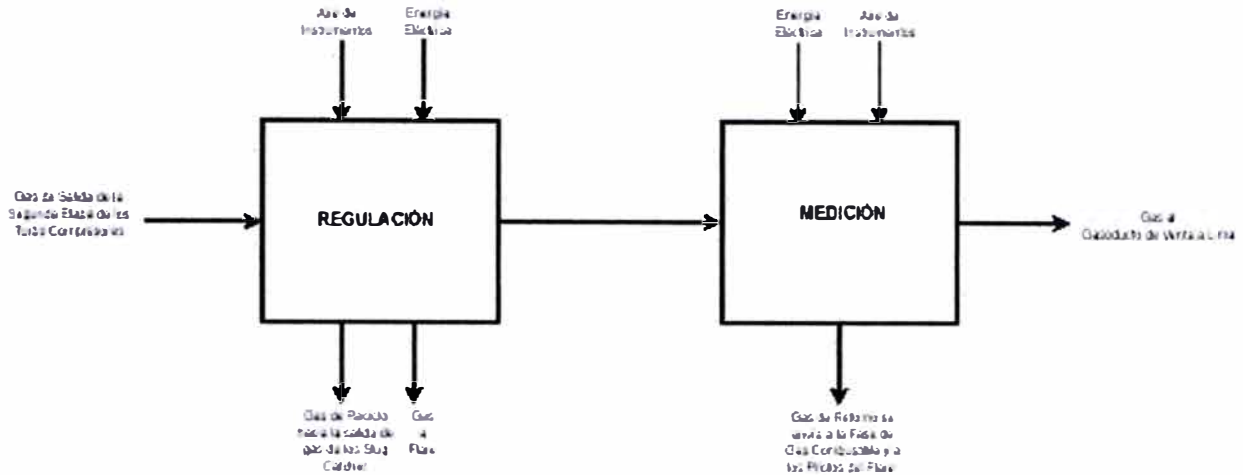


Figura 1.18: Diagrama Funcional de Bloques de la Regulación y Medición de Gas de
Venta

En la subfase **Regulación** la entrada consiste de Gas de salida de la Segunda Etapa de los Turbo Compresores (después de los aero-enfriadores), específicamente desde las SDV-5372 y SDV-5172 (correspondientes a la salida del Turbocompresor 1 y 2 respectivamente), al cual se le regula la Presión (dependiendo del caudal de venta). Tras regularle la presión el gas pasa a la siguiente subfase de Medición. De la salida de la segunda etapa de los turbo compresores se puede derivar a venta (tema de la presente fase operativa), a la entrada de los trenes criogénicos (reciclo corto) o hacia la tercera etapa de compresión (inyección a Pozos). En esta subfase se le realiza la medición de punto de rocío de agua y cromatografía. En la subfase **Medición**, el caudal de gas regulado proveniente de la subfase de Regulación es medido (así como la presión y temperatura operativas), este gas pasa luego al

Gasoducto de venta (a Lima). Se utiliza gas proveniente del gasoducto de venta como entrada al Sistema de Gas Combustible, en caso de paro de planta.

A.- Elementos que conforman la fase

A continuación se presenta la conformación de cada una de las dos sub-fases de esta fase de operación:

A.1.- Regulación

- Cuadro de regulación (PV-5700A/B/C/D)

A.2.- Medición

- Medidor Ultrasónico MAU-5700

La subfase de Regulación se encuentra en la zona central del bloque C3 de la planta, a su vez la subfase de medición se encuentra en el mismo bloque en el límite sur de la planta. Además del equipo ya listado, cada sección tiene instrumentación de control.

B.- Variables de control en la fase

En esta fase controlamos la presión de Gas de Venta de salida de planta al Gasoducto a Lima.

C.- Estrategia de control

De acuerdo al caudal de Gas para Venta que se maneje hacia el gasoducto a Lima, se tendrá una determinada presión de trabajo en él y por ende, una combinación de álvulas reguladoras para conseguir los parámetros de presión y caudal que se

requieren en el proceso de transporte del gas hacia Lima. Por ejemplo: si el caudal de gas de venta aumenta, implica una variación del set de presión de las válvulas reguladoras (80, 100 o 148 Barg), que deben estar amarradas a un lazo de control por presión y por caudal. Es así que el sistema determina la válvula reguladora (ó combinación de válvulas reguladoras) que se utilizará para tal fin (por ejemplo: PV-5700B/D ó PV-5700A/C).

1.3 Resumen General del Proceso

El proceso comienza en los 5 pozos de producción de la locación SM-1. El gas proveniente de estos es transportado a través de un gasoducto de 20" hacia la Planta de Gas Malvinas. Este llega a un equipo conocido como Slug Catcher, que es donde experimenta una primera separación el gas natural, generando así, una corriente gaseosa y una líquida (Ver Figura 1.19: Acondicionamiento Primario y Estabilización de Condensado). La corriente líquida entra a la unidad de Estabilización, que es donde adquiere las condiciones necesarias para ir a almacenarse en los tanques de NGL. Básicamente las condiciones del NGL que se obtiene en la unidad de Estabilización para almacenarse es:

- Relación molar máxima C2/C3 = 2%
- Presión = 70PSI
- Temperatura = 110°F

Los gases recuperados en esta fase de estabilización, son inyectados conjuntamente con la corriente gaseosa saliente del Slug Catcher para ingresar a las

dos unidades criogénicas (Ver Figura 1.20: “Deshidratación del Gas Natural”). Cada una de ellas procede a deshidratar primeramente al gas, hasta llevarlo a ordenes de 4lbs de agua por cada MMSCF (Millones de Pies Cúbicos Estándar). Para ello utiliza procesos de absorción (con glicol) y de adsorción (a través de los tamices moleculares). Seguidamente, el gas pasa a una etapa de expansión (Ver Figura 1.21: “Separación Criogénica y Compresión de Gas Residual”), para poder recuperar de él la mayor cantidad de líquidos posibles (desde C3 para arriba). Este NGL recuperado es enviado a los tanques de almacenamiento conjuntamente con lo que se estabilizó en la unidad Estabilizadora. El gas residual que quedó (básicamente C1 y C2) es enviado a dos unidades de Compresión donde 2 turbo compresores le dan la presión necesaria (2100PSI) para poder ingresar al gasoducto con destino a Lima. Parte de este gas residual es inyectado en la locación del SM-3, para lo cual las unidades de compresión anteriormente mencionadas le dan una presión de 4200PSI.

Los líquidos almacenados en los tanques de NGL, son bombeados a un poliducto con destino a la Planta de Fraccionamiento en Pisco-Ica.

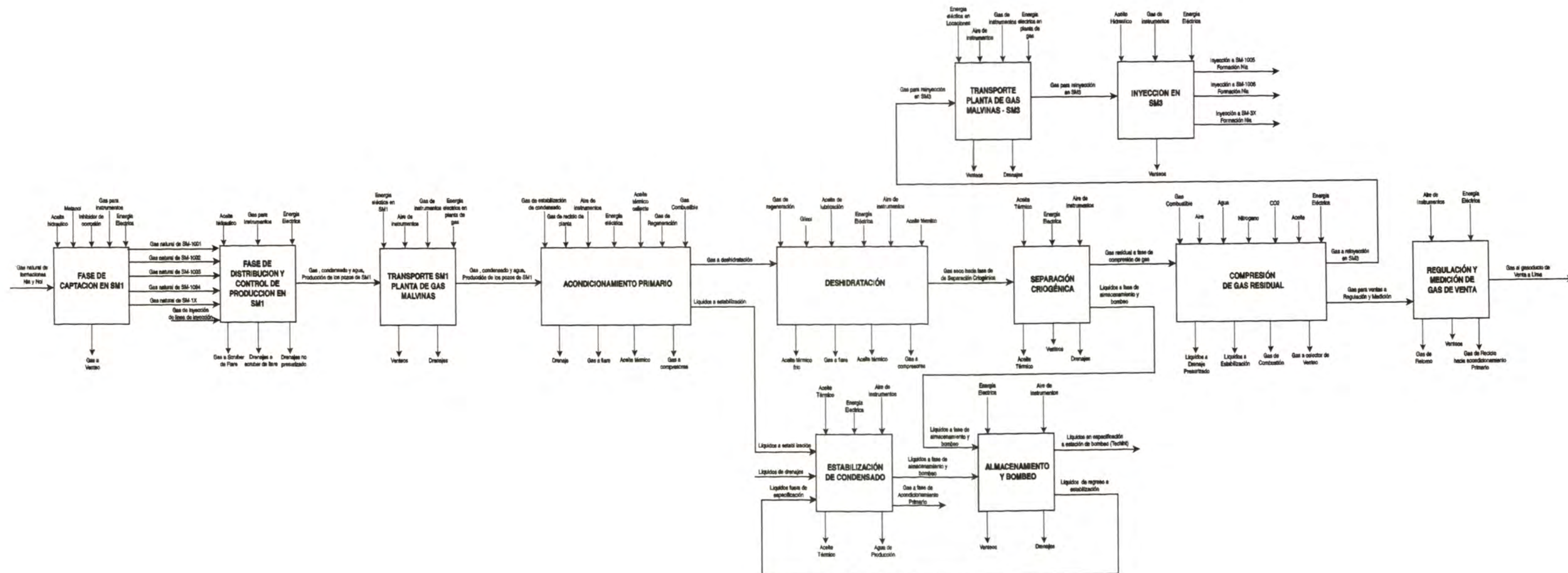


Figura 1.2: Diagrama de Bloques del Proceso en el Yacimiento Camisea

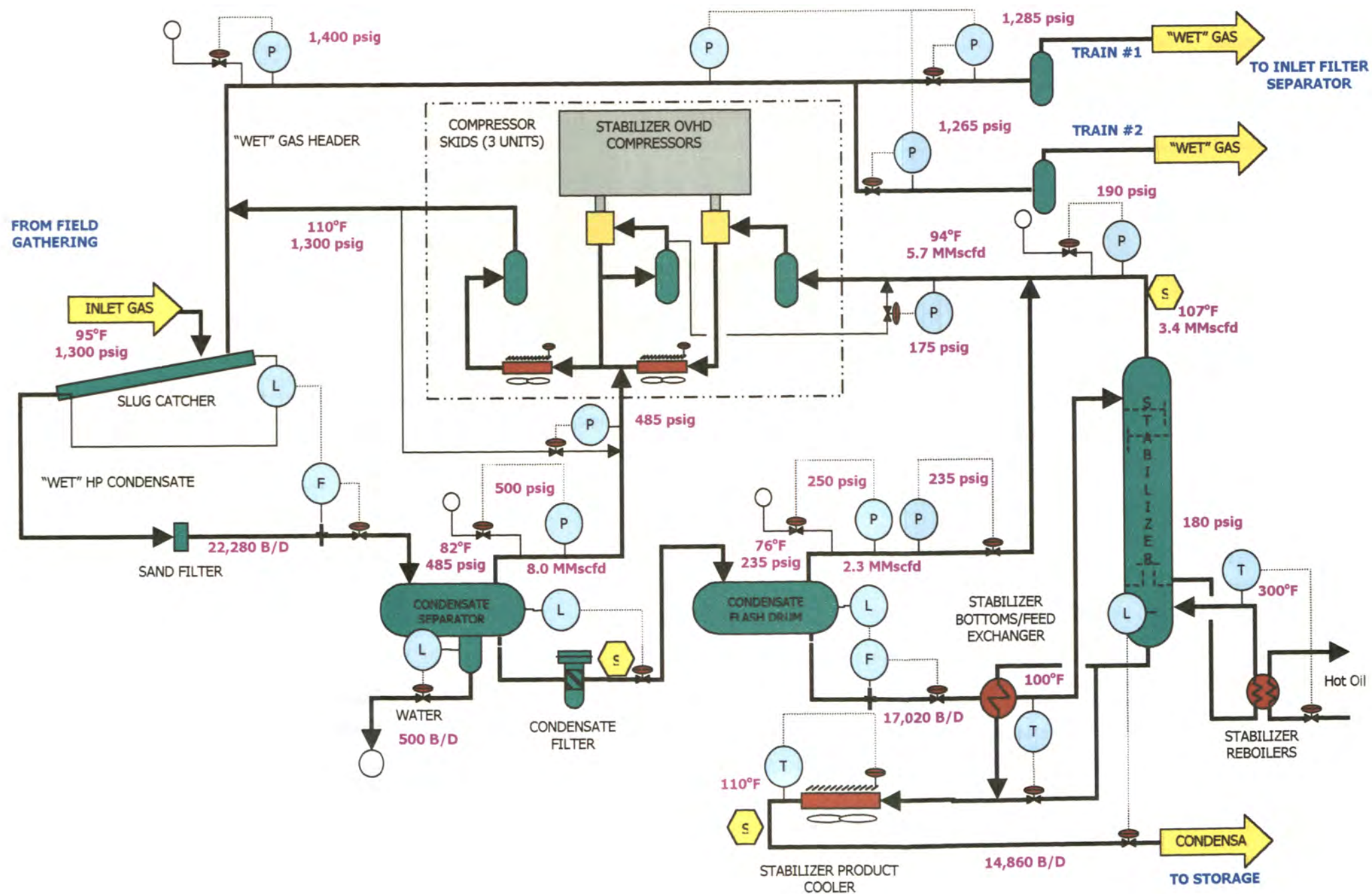


Figura 1.19: Acondicionamiento Primario y Estabilización de Condensado

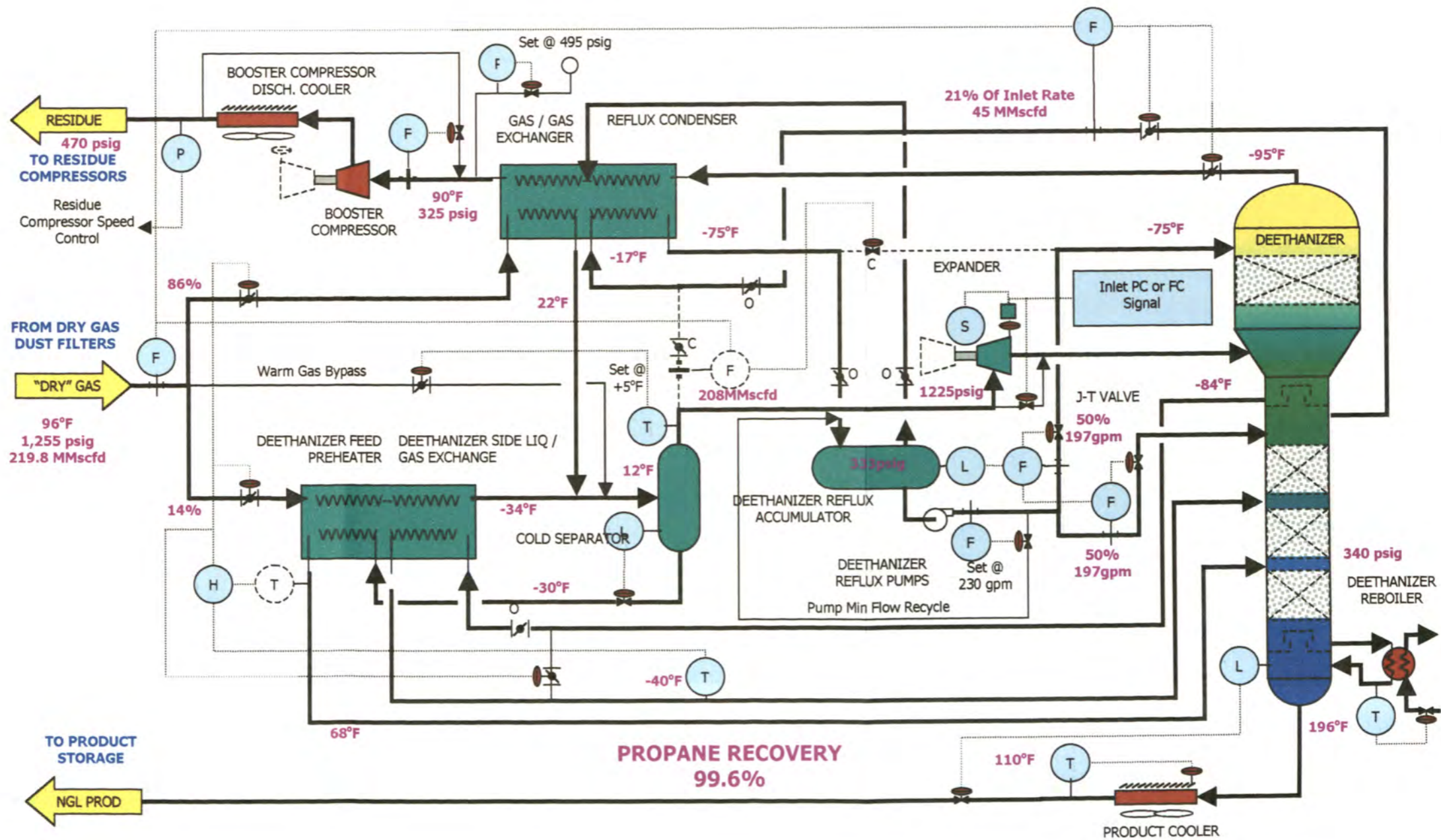


Figura 1.21: Separación Criogénica y Compresión de Gas Residual

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA RED INDUSTRIAL DE BUS DE CAMPO (FIELDBUS)

2.1 Comunicaciones en la Industria

La instalación y el mantenimiento de los sistemas de control tradicionales implican un alto costo, principalmente cuando se quiere ampliar una aplicación donde se plantea, además de costos de proyecto y de equipos, costos originados por el cableado de estos equipos a la unidad central de control.

Con el objetivo de minimizar estos costos y aumentar la operatividad de una aplicación, se introdujo el concepto de bus para interconectar todos los equipos de una aplicación. La utilización de estos buses en aplicaciones industriales significa un importante avance en las siguientes áreas:

- Costos de instalación.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Opciones de actualización (upgrades).
- Información de control de calidad.

La ejecución de sistemas de control basada en buses requiere un estudio para determinar cuál es el tipo de bus que mayores ventajas de implementación ofrece al usuario final, el cual deberá buscar una plataforma de aplicación que sea compatible con el mayor número posible de equipos.

Un bus de campo es un sistema de transmisión de información (datos) que simplifica enormemente la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción. El objetivo de un bus de campo es sustituir las conexiones punto a punto entre los elementos de campo y el equipo de control a través del tradicional bucle de corriente de 4-20mA. Típicamente son redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus serie, que conectan dispositivos de campo como PLC's, transductores, actuadores y sensores. Cada dispositivo de campo incorpora cierta capacidad de proceso, que lo convierte en un dispositivo inteligente, manteniendo siempre un costo bajo. Cada uno de estos elementos será capaz de ejecutar funciones simples de diagnóstico, control o mantenimiento, así como de comunicarse bidireccionalmente a través del bus.

El objetivo es reemplazar los sistemas de control centralizados por redes de control distribuido mediante el cual permita mejorar la calidad del producto, reducir los costos y mejorar la eficiencia. Para ello se basa en que la información que envían y/o reciben los dispositivos de campo es digital, lo que resulta mucho más preciso que si se recurre a métodos analógicos. Además, cada dispositivo de campo es un dispositivo inteligente y puede llevar a cabo funciones propias de control, mantenimiento y diagnóstico. De esta forma, cada nodo de la red puede informar en

caso de fallo del dispositivo asociado, y en general sobre cualquier anomalía asociada al dispositivo. Esta monitorización permite aumentar la eficiencia del sistema y reducir la cantidad de horas de mantenimiento necesarias.

De ahí surge la posibilidad de utilizar arquitecturas de red abiertas que, al contrario de ser compatibles solamente con su propia arquitectura, le permitan al usuario encontrar en más de un fabricante la solución a sus problemas. Además, muchas redes abiertas cuentan con organizaciones de usuarios que ofrecen información y posibilitan el intercambio de experiencias en diversos aspectos de funcionamiento de una red.

La principal ventaja que ofrecen los buses de campo, y la que los hace más atractivos a los usuarios finales, es la reducción de costos. El ahorro proviene fundamentalmente de tres fuentes: ahorro en costo de instalación, ahorro en el costo de mantenimiento y ahorros derivados de la mejora del funcionamiento del sistema. Una de las principales características de los buses de campo es su significativa reducción en el cableado necesario para el control de una instalación. Cada componente sólo requiere un cable para la conexión de los diversos nodos. Se estima que puede ofrecer una reducción de 5 a 1 en los costos de cableado. En comparación con otros tipos de redes, dispone de herramientas de administración del bus que permiten la reducción del número de horas necesarias para la instalación y puesta en marcha.

El hecho de que los buses de campo sean más sencillos que otras redes de uso industrial como por ejemplo MAP, hace que las necesidades de mantenimiento de la

red sean menores, de modo que la fiabilidad del sistema a largo plazo aumenta. Además, los buses de campo permiten a los operadores monitorizar todos los dispositivos que integran el sistema e interpretar fácilmente las interacciones entre ellos. De esta forma, la detección de las fuentes de problemas en la planta su corrección resulta mucho más sencilla, reduciendo los costos de mantenimiento y el tiempo de parada de la planta.

Los buses de campo ofrecen mayor flexibilidad al usuario en el diseño del sistema. Algunos algoritmos y procedimientos de control que con sistemas de comunicación tradicionales debían incluirse en los propios algoritmos de control, radican ahora en los propios dispositivos de campo, simplificando el sistema de control y sus posibles ampliaciones.

También hay que tener en cuenta que las prestaciones del sistema mejoran con el uso de la tecnología de los buses de campo debido a la simplificación en la forma de obtener información de la planta desde los distintos sensores. Las mediciones de los distintos elementos de la red están disponibles para todos los demás dispositivos. La simplificación en la obtención de datos permitirá el diseño de sistemas de control más eficientes.

Las redes industriales están normalizadas sobre 3 niveles de jerarquía, donde cada uno de ellos es reemplazable por la conexión de diferente tipo de equipos con sus propias características de información (Ver Figura 2.1).

El nivel más alto es el nivel de información de la red, está destinado a una computadora central que procesa el comportamiento de la producción en la planta, permite operaciones de monitoreo estadístico de la misma, que es implementado por lo general, con un software gerencial (ERP). La norma Ethernet, operando con el protocolo TCP/IP, es lo que más se utiliza en este nivel.



Figura 2.1: Niveles en una arquitectura tradicional de red industrial

El nivel intermedio es el nivel de control de la red. Es la red central localizada en la planta que incorpora PLC, DCS y PC. En este nivel, la información debe ser en tiempo real para garantizar la actualización de los datos en el software que se encarga de la supervisión de la aplicación.

El nivel más bajo es el nivel de control discreto que se refiere por lo general, a la conexión física de la red o nivel de entrada/salida. Este nivel de red conecta el equipo de bajo nivel entre la parte física de la de control y este

nivel se encuentran los sensores discretos, contactores y bloques de entrada/salida (E/S). En consecuencia, los buses se clasifican por el tipo de equipos conectados y el tipo de datos que circula, (Ver Figura 2.2):

- Bus de sensores – datos en formato de bits.
- Bus de dispositivos – datos en formato de bytes.
- Bus de campo (fieldbus) – datos en formato de paquetes de mensajes.

Los datos pueden ser bits, bytes o bloques. Los buses con datos en formato de bits transmiten señales discretas conteniendo simples condiciones on / off. Los buses con datos en formato de bytes pueden contener paquetes de informaciones discretas y/o analógicas, mientras los buses con datos en formato de bloques son capaces de transmitir paquetes de información de tamaños variables.

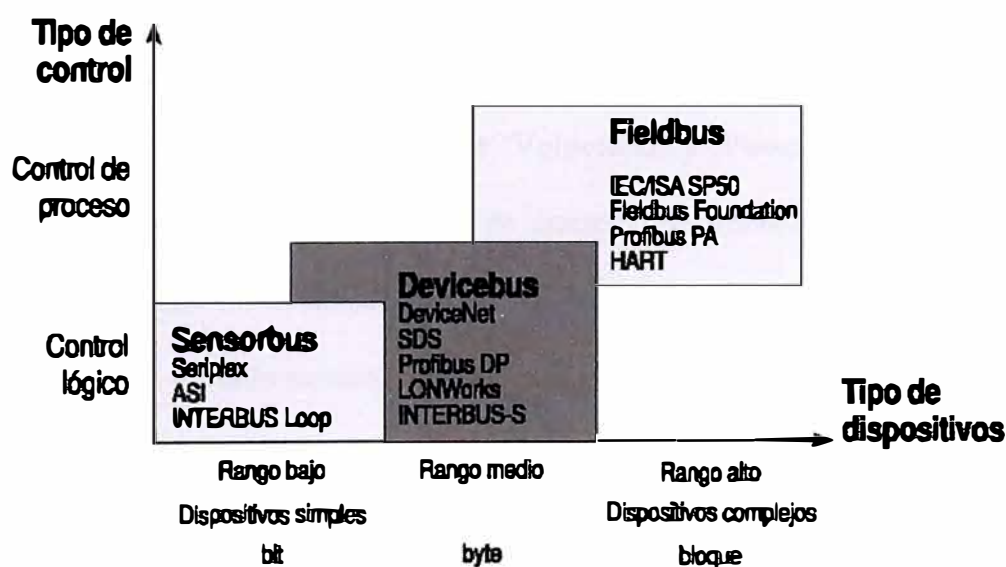


Figura 2.2: Clasificación de las Redes Industriales

2.1.1 El bus de sensores

Está diseñado para integrar dispositivos simples como finales de carrera, fotocélulas, reles y actuadores simples, funcionando en aplicaciones de tiempo real, y agrupados en una pequeña zona de la planta, típicamente una máquina. Básicamente comprenden las capas física y de enlace del modelo OSI, es decir, señales físicas y patrones de bits de las tramas. Los equipos de este tipo de bus necesitan de una comunicación rápida en los niveles discretos y son típicamente sensores y actuadores de bajo costo. Estos buses no pretenden cubrir grandes distancias; su principal preocupación es mantener los costos de conexión tan bajos como sea posible. Ejemplos típicos de buses de sensores: Seriplex, AS-I e Interbus Loop. Este bus también es conocido como Bus de alta Velocidad y Baja Funcionalidad.

2.1.2 El bus de dispositivos

También conocido como Bus de Alta Velocidad y Funcionalidad Media. Se encuentra entre los buses de sensores y de campo que pueden cubrir distancias de hasta 500 m. Se basan en el diseño de una capa de enlace para el envío eficiente de bloques de datos de tamaño medio. Estos mensajes permiten que el dispositivo tenga una funcionalidad de modo que permite incluir aspectos como la configuración, calibración o programación del dispositivo. Son buses capaces de controlar dispositivos de campo complejos de forma eficiente a bajo costo. Normalmente incluyen la especificación completa de la capa de aplicación, lo que significa que se dispone de funciones utilizables desde programas basados en PC para acceder,

cambiar y controlar los diversos dispositivos que constituyen el sistema. Algunos incluyen funciones estándar para distintos tipos de dispositivos (perfiles) que facilitan la interoperabilidad de dispositivos de distintos fabricantes. Los equipos conectados a este bus tienen más puntos discretos, algunos datos analógicos o una mezcla de ambos. Además, algunos de estos buses permiten también la transferencia de bloques de datos con una menor prioridad en comparación con los datos en forma de bytes. Este bus tiene los mismos requisitos de transferencia rápida de datos que el bus de sensores, pero consigue manejar más equipos y datos. Algunos ejemplos de buses de este tipo: DeviceNet, Smart Distributed System (SDS), Profibus-DP, LonWorks e Interbus-S.

2.1.3 El bus de campo

Conocido también como Bus de Altas Prestaciones. Interconecta equipos de ENTRADA/SALIDA (E/S) más inteligentes y puede cubrir mayores distancias. Los equipos acoplados al bus poseen inteligencia para desempeñar funciones específicas de control, tales como lazos de control PID, control de flujo de información y control de proceso. Los tiempos de transferencia pueden ser largos, pero el bus debe ser capaz de comunicar varios tipos de datos (discretos, analógicos, parámetros, programas e informaciones del usuario). Aunque se basan en buses de alta velocidad, algunos presentan problemas debido a la sobrecarga necesaria para alcanzar las características funcionales y de seguridad que se les exigen. La capa de aplicación tiene un gran número de servicios a la capa de usuario, habitualmente un subconjunto

del estándar MMS (Manufacturing Message Specification). Entre sus características incluyen:

- Redes multi-maestro con redundancia.
- Comunicación maestro-esclavo según el esquema pregunta-respuesta.
- Recuperación de datos desde el esclavo con un límite máximo de tiempo
- Capacidad de direccionamiento unicast, multicast y broadcast,
- Petición de servicios a los esclavos basada en eventos.
- Comunicación de variables y bloques de datos orientada a objetos.
- Descarga y ejecución remota de programas.
- Altos niveles de seguridad de la red, opcionalmente con procedimientos de autenticación.
- Conjunto completo de funciones de administración de la red.

Ejemplos de buses de este tipo: IEC / ISA SP50, Fieldbus Foundation, Profibus-PA y HART.

2.2 Protocolos de Comunicación

La estandarización de protocolos en la industria es un tema en permanente discusión, donde intervienen problemas técnicos y comerciales. Cada protocolo está optimizado para diferentes niveles de automatización y en consecuencia responden al interés de diferentes proveedores. Por ejemplo Fieldbus Foundation, Profibus y Hart, están diseñados para instrumentación de control de procesos. En cambio DeviceNet y SDC están optimizados para los mercados de los dispositivos discretos (on-off) de

detectores, actuadores e interruptores, donde el tiempo de respuesta y repetibilidad son factores críticos. Cada protocolo tiene un rango de aplicación, fuera del mismo disminuye el rendimiento y aumenta la relación costo/prestación. En muchos casos no se trata de protocolos que compitan entre sí, sino que se complementan, cuando se trata de una arquitectura de un sistema de comunicación de varios niveles (Ver Figura 2.3).

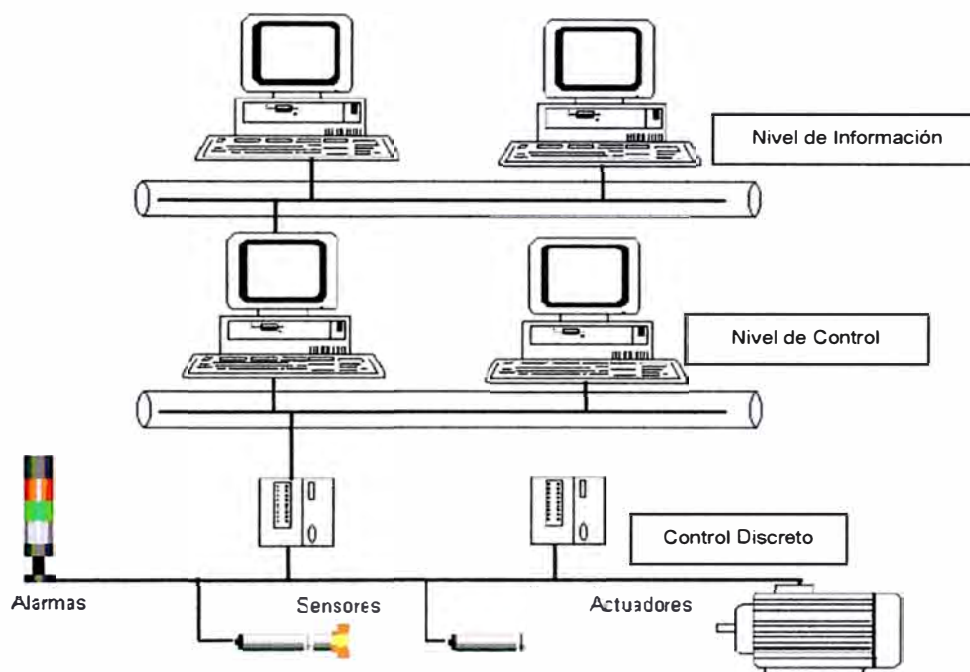


Figura 2.3: Arquitectura de comunicación industrial de varios niveles

A continuación procederemos a dar una breve descripción de algunos de ellos que tal vez por su trascendencia han sobresalido dentro de toda la gama que existen en el mercado.

2.2.1 HART (Highway Addressable Remote Transducer)

Es un protocolo de fines de 1980, que proporciona una señal digital que se superpone a la señal analógica de medición en 4-20 mA. Permite conectar varios dispositivos sobre un mismo cable o bus (Multidrop), alimentación de los dispositivos, mensajes de diagnósticos y acceso remoto de los datos del dispositivo, sin afectar la señal analógica de medición. El principal atributo de la comunicación digital HART es que la señal digital, el cual usa el estándar BELL 202 (modulación FSK 1200-2200 Hz Ver Figura 2.4), es sobrepuesta en la señal analógica. Esto permite a la señal ser usada por un host para el control de procesos, y la señal digital a ser usado por el mismo o un host diferente para comunicar la información relacionada a la configuración del dispositivo diagnóstico en tiempo no real y monitoreo de los estados, además, la información digital puede viajar en ambos sentidos, es decir, para un instrumento que tradicionalmente solo recibía información de señales de control de un host, por ejemplo una válvula de control, ahora esta válvula puede enviar información al host acerca de lo que esta sucediendo en la válvula, ver Figura 2.5.

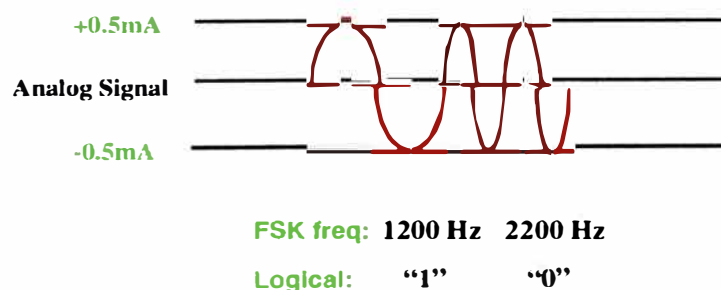


Figura 2.4: HART usa FSK para codificar señal digital en la parte superior de la señal analógica.

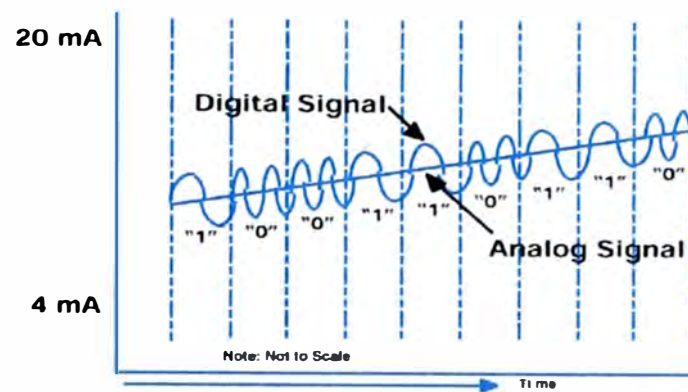


Figura 2.5: La señal de comunicación digital HART superpuesta sobre la señal analógica 4-20mA.

La mayor limitación es su velocidad (1200 baudios), normalmente se pueden obtener 2 respuestas por segundo. La alimentación se suministra por el mismo cable puede soportar hasta 15 dispositivos.

En sus inicios, HART se destacó por dos conceptos. El primero es el concepto de descripción del dispositivo (DL). El segundo concepto fue el de redes multidrop, permitiendo a varios dispositivos compartir un par de cables. Si bien este último concepto (multidrop) tiene una implementación limitada dada su baja velocidad, permitió a los usuarios evaluar los beneficios de esta tecnología. Por otra parte, HART presenta una ventaja única comparada con otros buses: es compatible con la señal de 4-20mA. De esta forma, permite una transición adecuada de tecnología analógica a tecnología digital, manteniendo compatibilidad en procedimientos de mantenimiento y repuestos.

2.2.2 ModBus

En su definición inicial Modbus era una especificación de tramas, mensajes y funciones utilizada para la comunicación con los PLCs Modicon. Modbus puede implementarse sobre cualquier línea de comunicación serie y permite la comunicación por medio de tramas binarias o ASCII con un proceso interrogación-respuesta simple. Debido a que fue incluido en los PLCs de la prestigiosa firma Modicon en 1979, ha resultado un estándar de facto para el enlace serie entre dispositivos industriales. Modbus Plus define un completo bus de campo basado en técnica de paso de testigo. Se utiliza como soporte físico el par-trenzado o fibra óptica. En la actualidad Modbus es soportado por el grupo de automatización Schneider (Telemecanique, Modicon, etc).

2.2.3 DeviceNet

Bus basado en CAN. Su capa física y capa de enlace se basan en ISO 11898, y en la especificación de Bosh 2.0. DeviceNet define una de las más sofisticadas capas de aplicaciones industriales sobre bus CAN. Originalmente desarrollada por Rockwell Automation (Allen-Bradley) en el año 1993, DeviceNet es una de las redes de dispositivos más populares y de mayor penetración en el mercado americano, cubriendo en EEUU cerca del 60% de las redes de su tipo.

Esta plataforma fue adoptada por la Open DeviceNet Vendor Association OVDA, una organización no lucrativa fundada en 1995 para apoyar mundialmente la evolución de sus especificaciones, agrupando a más de 300 proveedores de dispositivos de control para automatización de plantas. Su misión es la de promover la normalización de este protocolo en todo el mundo y propiciar la mejora de las funcionalidades de la norma con el fin de satisfacer las necesidades de conectividad de la planta moderna.

DeviceNet es un bus de campo económico para componentes industriales, tales como detectores de final de carrera, detectores ópticos, terminales de válvulas, convertidores de frecuencia, paneles de mando y muchos otros productos. DeviceNet se utiliza para reducir el costoso cableado individual y para mejorar las funciones de diagnóstico específicas por componente. Esta red se desarrolló para satisfacer las necesidades de la industria de contar con un medio de comunicación que fuera aceptado universalmente y que tuviera la capacidad de aceptar la mayoría de los dispositivos empleados en el primer nivel de la planta. Además de leer el estado de los dispositivos discretos conectados a la red, tiene la capacidad de reportar temperaturas, leer la corriente de carga en un arrancador de motor, cambiar la velocidad del impulsor de un motor o contar el número de ensambles que han pasado en una banda transportadora durante el turno anterior.

DeviceNet es una de las redes que han adoptado el esquema productor/consumidor, lo que implica que la información producida por una sola fuente en la red alimenta en forma simultánea a todos los probables receptores y deja a éstos la decisión de escuchar o no el mensaje recibido. Los beneficios del esquema se reflejan en una mejor utilización del ancho de banda y la agilización en el tiempo de respuesta en la red. La red permite que los dispositivos conectados a la misma se puedan enlazar como maestro/esclavo (Master/Slave), entre pares (Peer-to-Peer) y como productor/consumidor. Este último modo de comunicación es un modelo recientemente desarrollado para las pistas de comunicación más sofisticadas, como FF Fieldbus y ControlNet. Múltiples nodos consumen en forma simultánea los mismos datos generados por un productor sencillo. Así, los nodos pueden sincronizarse con facilidad, y el ancho de banda es utilizado con mayor eficiencia. La relación maestro/esclavo es la más sencilla de entender, ya que el PLC o Scanner es el maestro y los dispositivos entrada/salida son los esclavos. El esclavo sólo habla cuando se le interroga, y únicamente hay un maestro por red.

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

Características principales:

- Número máximo de nodos por red: 64 en topología de bus con derivaciones.
- Distancia máxima: 100 m a 500 m, y hasta 6 km Con repetidores, y en velocidades de 125, 250 y 500 Kbps.
- Emplea dos pares trenzados: control y alimentación, con alimentación en 24 Vdc, con opción de redundancia.
- Transmisión basada en el modelo productor/consumidor con un empleo eficiente de ancho de banda y con mensajes desde 1 byte hasta largos ilimitados.
- Reemplazo Automático de nodos, no requiere de programación y elevado nivel de diagnósticos.

2.2.4 SDS (Smart Distributed System)

SDS es, junto con DeviceNet y CANOpen, uno de los buses de campo basados en CAN más extendidos. Fue desarrollado por el fabricante de sensores industriales Honeywell en 1989.

Se ha utilizado sobre todo en aplicaciones de sistemas de almacenamiento, empaquetado y clasificación automática. Se define una capa física que incluye alimentación de dispositivos en las conexiones. La capa de aplicación define autodiagnóstico de nodos, comunicación por eventos y prioridades de alta velocidad.

2.2.5 AS-I (Actuador Sensor-Interface)

AS-I es un bus de campo desarrollado inicialmente por Siemens, para la interconexión de actuadores y sensores binarios. Actualmente está recogido por el estándar IEC TG 17B. A nivel físico, la red puede adoptar cualquier tipo de topología: estructura en bus, en árbol, en estrella o en anillo. Permite la interconexión de un máximo de 31 esclavos. La longitud máxima de cada segmento es de 100 metros. Dispone de repetidores que permiten la unión de hasta tres segmentos, y de puentes hacia redes Profibus. Como medio físico de transmisión, emplea un único cable que permite tanto la transmisión de datos como la alimentación de los dispositivos conectados a la red. Su diseño evita errores de polaridad al conectar nuevos dispositivos a la red. La incorporación o eliminación de elementos de la red no requiere la modificación del cable.

2.2.6 ProfiBus

Esta desarrollada a partir del modelo de comunicaciones de siete niveles IS/OSI (International Standard /Open System Interconnet). Incorporando varios de los beneficios de HART (incluyendo el concepto del DL, materializado en los descriptores GSD), probablemente el aporte más significativo de Profibus PA haya sido la implementación de un bus de comunicaciones, a una velocidad que permite implementarlo en forma efectiva. Profibus se desarrolló bajo un proyecto financiado por el gobierno alemán. Está normalizado en Alemania por DIN E 19245 y en Europa por EN 50170. El desarrollo y posterior comercialización ha contado con el

apoyo de importantes fabricantes como ABB, AEG, Siemens, Klóckner-Moeller, etc. Está controlado por la PNO (Profibus User Organisation) y la PTO (Profibus Trade Organization).

Existen tres perfiles:

- Profibus DP (Decentralized Periphery). Orientado a sensores/actuadores enlazados a procesadores (PLCS) o terminales.
- Profibus PA (Process Automation). Para control de proceso y cumpliendo normas especiales de seguridad para la industria química (IEC 1 1 15 8-2, seguridad intrínseca).
- Profibus FMS (Fieldbus Message Specification). Para comunicación entre células de proceso o equipos de automatización. La evolución de Profibus hacia la utilización de protocolos TCP/IP para enlace al nivel de proceso hace que este perfil esté perdiendo importancia.

Utiliza diferentes capas físicas. La más importante, en PROFIBUS DP, está basada en EIA RS-485. Profibus PA utiliza la norma IEC 11158-2 (norma de comunicación síncrona entre sensores de campo que utiliza modulación sobre la propia línea de alimentación de los dispositivos y puede utilizar los antiguos cableados de instrumentación 4-20 mA) y para el nivel de proceso se tiende a la utilización de Ethernet. También se contempla la utilización de enlaces de fibra óptica. Existen puentes para enlace entre diferentes medios, además de gateways que permiten el enlace entre perfiles y con otros protocolos.

Se distingue entre dispositivos tipo maestro y dispositivos esclavo. El acceso al medio entre maestros se arbitra por paso de testigo, el acceso a los esclavos desde un maestro es un proceso de interrogación cíclico (polling). Se pueden configurar sistemas multimaestro o sistemas más simples maestro-esclavo. En Profibus DP se distingue entre: maestro clase 1 (estaciones de monitorización y diagnóstico), maestro clase 2 (elementos centralizadores de información como PLCs, PCs, etc.), esclavo (sensores, actuadores). El transporte en Profibus-DP se realiza por medio de tramas según IEC 870-5-1. La comunicación se realiza por medio de datagramas en modo broadcast o multicast. Se utiliza comunicación serie asíncrona por lo que es utilizable una UART genérica. Profibus DP prescinde de los niveles ISO 3 a 6 y la capa de aplicación ofrece una amplia gama de servicios de diagnóstico, seguridad, protecciones etc. Es una capa de aplicación relativamente compleja debido a la necesidad de mantener la integridad en el proceso de paso de testigo (un y sólo un testigo)

Profibus FMS es una compleja capa de aplicación que permite la gestión distribuida de procesos al nivel de relación entre células con posibilidad de acceso a objetos, ejecución remota de procesos etc. Los dispositivos se definen como dispositivos de campo virtuales, cada uno incluye un diccionario de objetos que enumera los objetos de comunicación. Los servicios disponibles son un subconjunto de los definidos en MMS (ISO 9506)

La plataforma hardware utilizadas para soportar Profibus se basan en microprocesadores de 16 bit más procesadores de comunicación especializados o

circuitos ASIC como el LSPM2 de Siemens. La PNO se encarga de comprobar y certificar el cumplimiento de las especificaciones PROFIBUS. Entre sus perspectivas de futuro se encuentra la integración sobre la base de redes Ethernet al nivel de planta y la utilización de conceptos de tiempo real y filosofía productor-consumidor en la comunicación entre dispositivos de campo.

Las distancias potenciales de bus van de 100 m a 24 Km (con repetidores y fibra óptica). La velocidad de comunicación puede ir de 9600 bps a 12 Mbps. Utiliza mensajes de hasta 244 bytes de datos. Profibus se ha difundido ampliamente en Europa y también tiene un mercado importante en América y Asia. El conjunto Profibus DP- Profibus PA cubre la automatización de plantas de proceso discontinuo y proceso continuo cubriendo normas de seguridad intrínseca.

2.2.7 Fieldbus Foundation (FF)

Un bus orientado sobre todo a la interconexión de dispositivos en industrias de proceso continuo. Su desarrollo ha sido apoyado por importantes fabricantes de instrumentación (Fisher-Rosemount, Foxboro, etc.). En la actualidad existe una asociación de fabricantes que utilizan este bus, que gestiona el esfuerzo normalizador, la Fieldbus Foundation. Normalizado como ISA SP50, IEC-ISO 61158 (ISA es la asociación internacional de fabricantes de dispositivos de instrumentación de proceso).

En su nivel H1 (uno) de la capa física sigue la norma IEC 11158-2 para comunicación a 31,25 Kbps, es por tanto, compatible con Profibus PA, su principal contendiente. Presta especial atención a las versiones que cumplen normas de seguridad intrínseca para industrias de proceso en ambientes combustibles o explosivos. Se soporta sobre par trenzado y es posible la reutilización de los antiguos cableados de instrumentación analógica 4-20 mA. Se utiliza comunicación síncrona con codificación Manchester Bifase-L.

La capa de aplicación utiliza un protocolo sofisticado, orientado a objetos con múltiples formatos de mensaje. Distingue entre dispositivos con capacidad de arbitración (Link Master) y normales. En cada momento un solo Link master arbitra el bus, puede ser sustituido por otro en caso de fallo. Utiliza diversos mensajes para gestionar comunicación por paso de testigo, comunicación cliente-servidor, modelo productor-consumidor etc. Existen servicios para configuración, gestión de diccionario de objetos en nodos, acceso a variables, eventos, carga descarga de ficheros y aplicaciones, ejecución de aplicaciones, etc. La codificación de mensajes se define según ASN.1.

El nivel H2 (dos) está basado en Ethernet de alta velocidad (100 Mbps) y orientado al nivel de control de la red industrial.

2.2.8 Ethernet Industrial

La norma IEEE 802.3 (HSE – High Speed Ethernet) basada en la red Ethernet de Xerox se ha convertido en el método más extendido para interconexión de computadores personales en redes de proceso de datos. En la actualidad se vive una auténtica revolución en cuanto a su desplazamiento hacia las redes industriales; es indudable esa incursión. Diversos buses de campo establecidos como Profibus, Modbus etc. han adoptado Ethernet como la red apropiada para los niveles superiores. En todo caso se buscan soluciones a los principales inconvenientes de Ethernet como soporte para comunicaciones industriales:

- El intrínseco indeterminismo de Ethernet se aborda por medio de topologías basadas en conmutadores. En todo caso esas opciones no son gratuitas.
- Se han de aplicar normas especiales para conectores, blindajes, rangos de temperatura etc. La tarjeta adaptadora Ethernet empieza a encarecerse cuando se la dota de robustez para un entorno industrial

Parece difícil que Ethernet tenga futuro a nivel de sensor, aunque puede aplicarse en nodos que engloban conexiones múltiples de entrada-salida.

Como conclusión Ethernet está ocupando un área importante entre las opciones para red industriales pero parece a enturado afirmar como se ha llegado a hacer, que pueda llegar a penetrar en los niveles bajos de la pirámide CIM.

2.3 Buses para áreas de seguridad intrínseca

Dentro de las aplicaciones industriales, los buses de campo han incurrido con éxito en la industria de los hidrocarburos, para lo cual han tenido que tomar ciertas previsiones por el potencial riesgo que existe en este tipo de procesos. Estos buses incluyen modificaciones en la capa física para cumplir con los requisitos específicos de seguridad intrínseca en ambientes con atmósferas explosivas. La seguridad intrínseca es un tipo de protección por la que el componente en cuestión no tiene posibilidad de provocar una explosión en la atmósfera circundante. Un circuito eléctrico o una parte de un circuito tienen seguridad intrínseca, cuando alguna chispa o efecto térmico en este circuito producidos en las condiciones de prueba establecidas por un estándar (dentro del cual figuran las condiciones de operación normal y de fallo específicas) no puede ocasionar una ignición. Algunos ejemplos son HART, Profibus PA o WorldFIP.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL PROTOCOLO FIELDBUS FOUNDATION

3.1 Introducción

Impulsadas por las necesidades de sus clientes, las empresas de control de proceso y automatización de manufactura formaron Fieldbus Foundation para completar el desarrollo de un único fieldbus abierto, internacional e interoperable. Fieldbus Foundation es una organización independiente sin fines de lucro basada en los siguientes principios:

- La tecnología de fieldbus es una tecnología habilitante, no una tecnología diferenciante.
- La tecnología de fieldbus es abierta y disponible a todas las partes.
- La tecnología de fieldbus se basa en el trabajo de IEC (International Electrotechnical Commission) e ISA (International Society for Measurement and Control).
- Los miembros de Fieldbus Foundation soportan y trabajan en las comisiones de normas.

La tecnología del Fieldbus Foundation es la base de la nueva generación de control de proceso. Este informe explica la tecnología de fieldbus de modo que podamos comprender plenamente las bondades que ofrece específicamente en el proceso desarrollado dentro de la Planta de Gas Malvinas; en la integración del fieldbus en su estrategia de control. El fieldbus Foundation es un sistema de comunicación totalmente digital, serial y bidireccional que corre a 31,25 kbit/s e interconecta equipos de "campo" como sensores, actuadores y controladores. El fieldbus es una Red de Área Local (LAN) para los instrumentos utilizados en la automatización tanto de proceso como de manufactura, incorporando capacidad para distribuir la aplicación de control a través de la red (Figura 3.1).

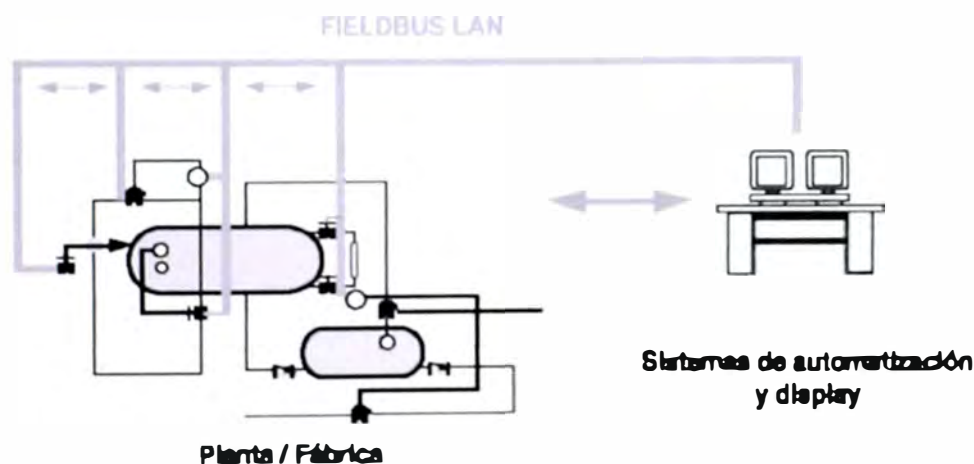


Figura 3.1: Fieldbus: una red Lan

El entorno del fieldbus es el grupo de niveles base de las redes digitales en la jerarquía de las redes de planta (Figura 3.2).

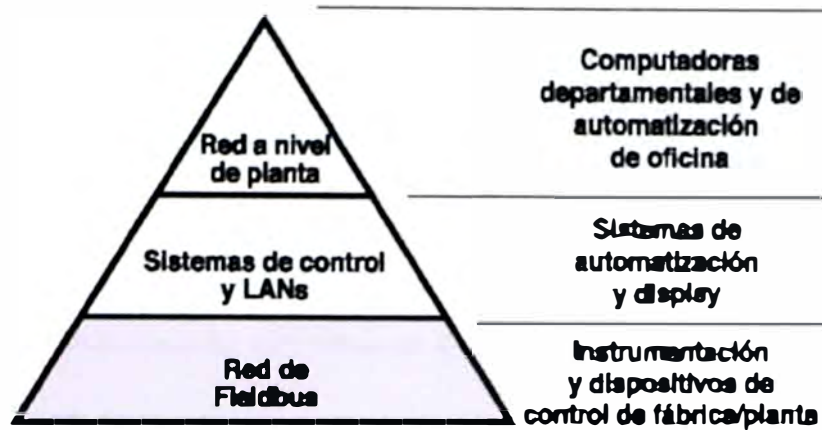


Figura 3.2: Jerarquía de las Redes Industriales

El fieldbus conserva las características deseables del sistema analógico 4-20 mA:

- Una interface física normalizada con el cable.
- Dispositivos alimentados por bus sobre un solo par de cables.
- Opciones de seguridad intrínseca.

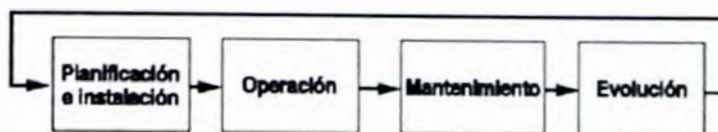
Además, el fieldbus FOUNDATION ofrece:

- Mayores capacidades debido a las comunicaciones totalmente digitales.
- Menos cableado y menor número de terminaciones de cable debido a la existencia de múltiples dispositivos en un solo cable.
- Menor carga sobre el equipamiento de la sala de control debido a la posible distribución de ciertas funciones de control y de entrada/salida a los dispositivos de campo.
- Conexión a High Speed Ethernet en caso de sistemas de mayor tamaño.

Es la capacidad de distribuir el control entre los dispositivos de campo inteligentes de planta y comunicar digitalmente esa información a alta velocidad lo que hace que el fieldbus FOUNDATION sea una tecnología habilitante. Muchas compañías se basan en esta tecnología para desarrollar una serie de productos, por ejemplo: para Fisher Rosemount, la tecnología de fieldbus FOUNDATION es la piedra angular de su arquitectura PlantWeb basada en el bus de campo. La arquitectura PlantWeb basada en el bus de campo le permite al usuario implementar soluciones abiertas de proceso interconectando dispositivos de campo inteligentes, plataformas escalables y software con valor agregado. Al hacer un uso completo de la inteligencia de campo, la gestión del proceso ya no es más control de proceso. Ahora es también gestión de activos: recolectar y usar la gran cantidad de información generada por los activos – transmisores inteligentes, válvulas, analizadores, etc. Incluye configuración, calibración, monitoreo, diagnósticos y registros de mantenimiento desde cualquier lugar en la planta, mientras el proceso está en marcha.

3.2 Ventajas del Fieldbus

A través de la aplicación de la tecnología del fieldbus se pueden conseguir importantes ventajas en el ciclo de vida de un sistema de control el cual se puede apreciar en la Figura 3.3.



Menor número de cables y tableros de distribución
 Menor número de barreras de seguridad intrínseca
 Menor número de convertidores de E/S
 Menor número de fuentes de alimentación y gabinetes
 Menor tamaño de las salas de equipamiento
 Configuración remota de los dispositivos
 Más información disponible para las operaciones
 Mayor exactitud en las mediciones
 Mayor sofisticación y flexibilidad de la instrumentación
 Mayor tiempo de operación gracias a menos equipamiento
 mejores autodiagnósticos y diagnósticos remotos

Figura 3.3: Ciclo de vida de un Sistema de Control

Las ventajas propias del Fieldbus, se pueden agrupar de la siguiente forma:

- Obtención de una mayor cantidad de datos
- Visualización más amplia del proceso
- Reducción de Hardware del sistema
- Ahorros en el cableado

Se procede a comentar brevemente cada una de ellas.

3.2.1 Más datos disponibles

El fieldbus permite llevar al sistema de control múltiples variables desde cada dispositivo con la finalidad de poder archivarlos, de poder hacer un análisis de tendencias, poder realizar estudios de optimización de proceso y generación de reportes. La alta resolución y las características libres de distorsión de las

comunicaciones digitales permiten mejorar la capacidad de control, lo que, a su vez, puede aumentar el rendimiento de la producción (Ver Figura 3.4).

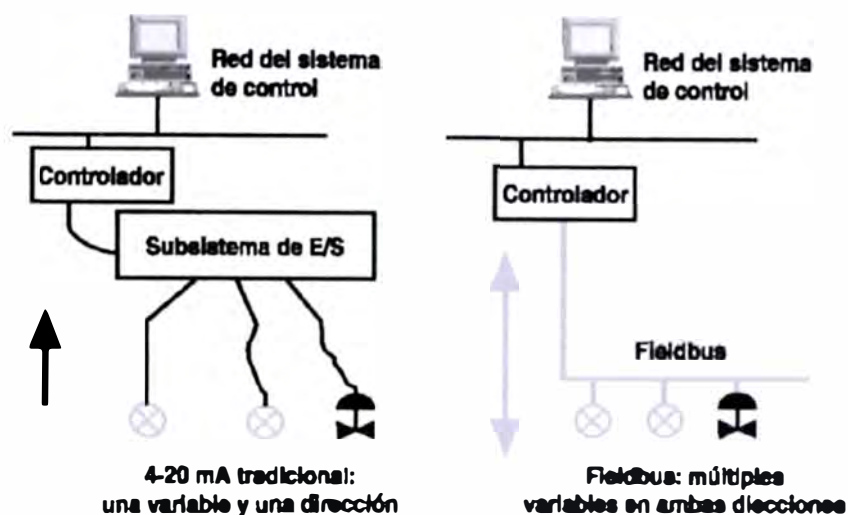


Figura 3.4: La comunicación digital mejora la capacidad de control

3.2.2. Visualización más amplia del proceso

Las capacidades de autoprueba (autotesting) y de comunicaciones de los dispositivos de fieldbus basados en microprocesador; ayudan a reducir las paradas y mejorar la seguridad de la planta. Al detectar condiciones anormales o la necesidad de mantenimiento preventivo, lo notifica al personal de operaciones y de mantenimiento de la planta para que inicie una acción correctiva de manera rápida y segura (Ver Figura 3.5).

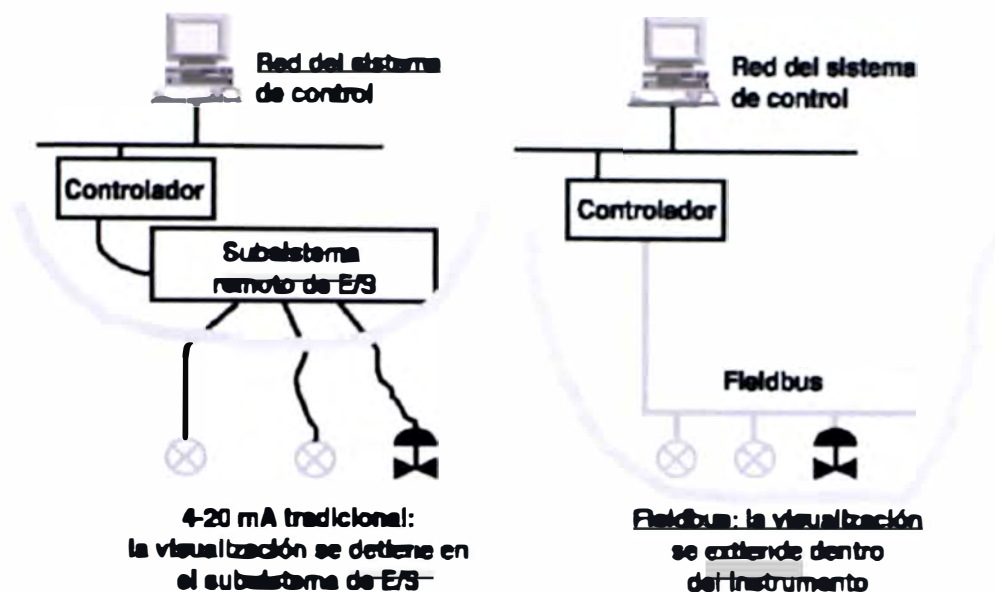


Figura 3.5: Fieldbus permite una mayor visualización del proceso

3.2.3 Reducción del hardware del sistema

El fieldbus FOUNDATION utiliza "Bloques de Función" estándar para implementar la estrategia de control. Los bloques de función son funciones de automatización normalizadas. Muchas de las funciones de un sistema de control, tales como entrada analógica (AI), salida analógica (AO) y control PID (Proporcional / Integral / Derivativo), pueden ser desempeñadas por el dispositivo de campo a través del uso de bloques de función (Ver Figura 3.6). El desempeño consistente y orientado a grupos de los bloques de función, permite la distribución de funciones en los dispositivos de campo de distintos fabricantes de una manera integrada y sin inconvenientes. La distribución del control dentro de los dispositivos de campo

puede reducir la cantidad de E/S y equipamiento de control necesario; incluyendo archivos de tarjetas, gabinetes y fuentes de alimentación.

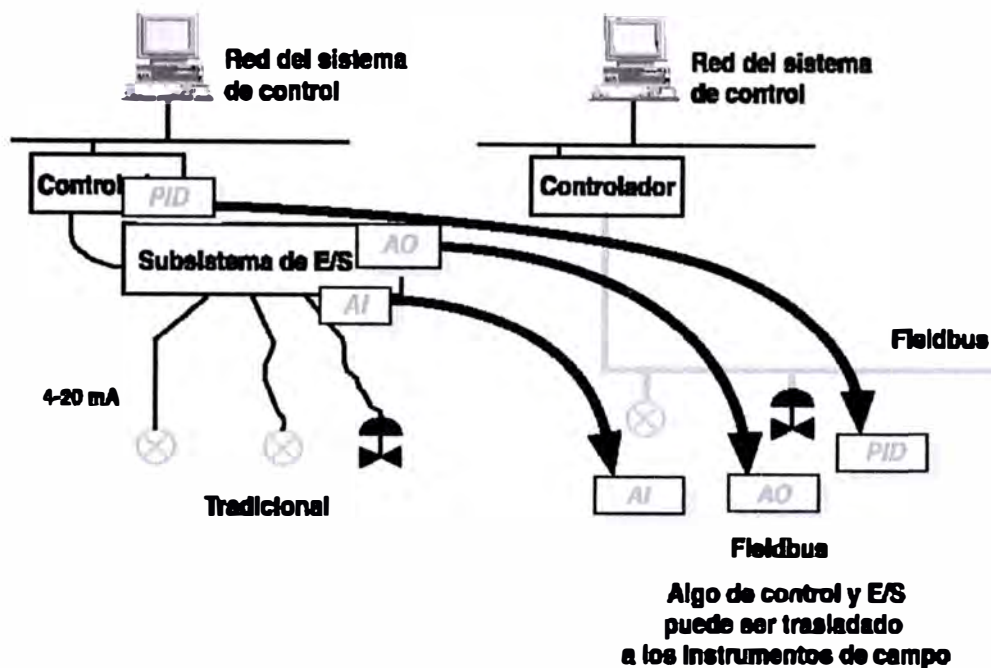


Figura 3.6: Fieldbus permite el control en el mismo instrumento

3.2.4 Ahorros en el cableado

El fieldbus permite conectar numerosos dispositivos a un solo par de cables; lo que se traduce en menos cable, un menor número de barreras de seguridad intrínseca y un menor número de tableros de distribución (Ver Figura 3.7).

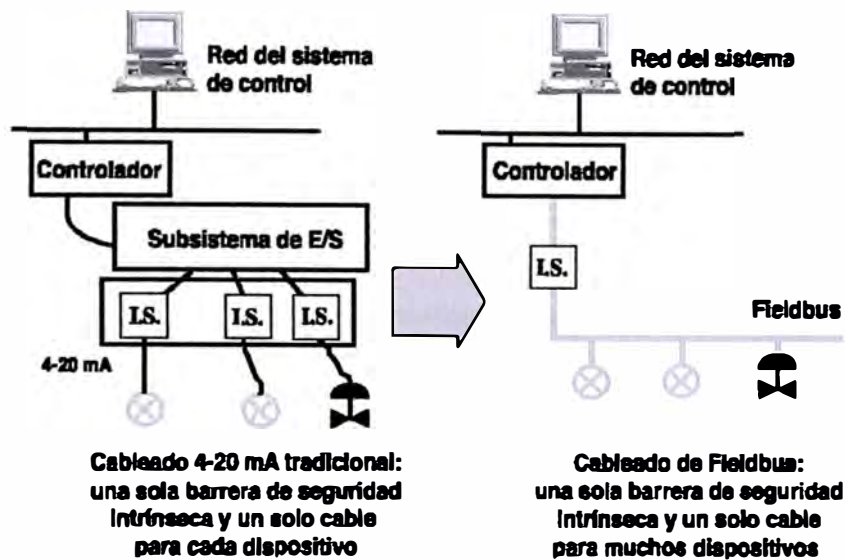


Figura 3.7: Fieldbus permite una reducción en cableado

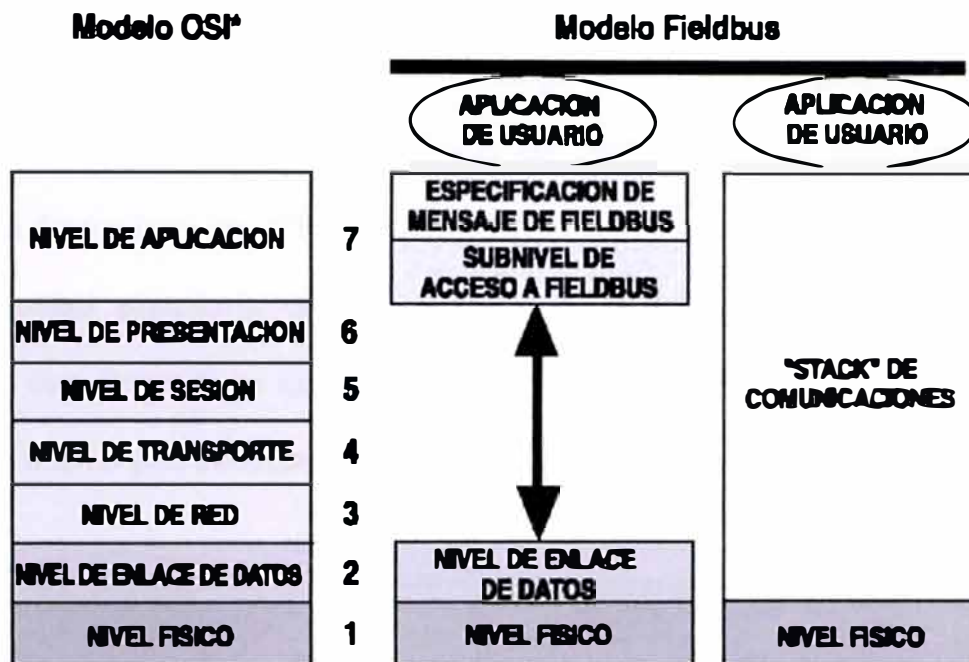
3.3 Modelo de Comunicación por Capas

El fieldbus FOUNDATION está basado en un modelo de comunicación por capas que consiste fundamentalmente de tres partes:

- Nivel Físico
- "Stack" de Comunicaciones
- Aplicación de Usuario

Para modelar estos componentes se usa el modelo de comunicaciones estratificado denominado Open Systems Interconnect (OSI) (Ver Figura 3.9). El Nivel Físico es el nivel 1 de OSI. El Stack de Comunicaciones se compone de los niveles 2 y 7 del modelo OSI, de donde el Nivel de Enlace de Datos (DLL) es el nivel 2 de OSI y la Especificación de Mensajes de Fieldbus (FMS) es el nivel 7 de OSI. No se implementan los niveles 3, 4, 5 y 6 del modelo OSI a causa que estos no se

requirieren en aplicaciones de control de proceso, pero si se tiene en cuenta un importante Nivel de Aplicación de Usuario.



* La aplicación de usuario no está definida por el Modelo OSI

Figura 3.9: Comparativa modelo Fieldbus con OSI

El Subnivel de Acceso al Fieldbus (FAS) mapea la FMS en el DLL. La Aplicación de Usuario no está definida por el modelo OSI y esta basada en bloques funcionales y descripción de dispositivos. Es así que dependiendo de que bloques estén implementados en un dispositivo, los usuarios pueden acceder a una serie de servicios. Cada nivel en el sistema de comunicaciones es responsable de una porción del mensaje que se transmite en el fieldbus. Los números en la Figura 3.10, muestran el número aproximado de "octetos" de ocho bits usados para cada nivel para transferir los datos del USUARIO.

3.3.1 Nivel Físico

Abarca características mecánicas, eléctricas y funcionales para establecer y liberar conexiones físicas; y responde a normas ISA/IEC (ISA 550.02-1992/IEC 1158 2). Poseen velocidades de 31,25 Kbs (baja), 1 Mbps (media) y 2,5 Mbps (alta). En baja velocidad se puede alcanzar una distancia de 1900 m, la que disminuye con la cantidad de dispositivos en el bus; soporta especificaciones de seguridad intrínseca y es la velocidad prioritaria del FF (Foundation Fieldbus). La comunicación es compatible con dispositivos existentes en 4-20 mA. Los dispositivos del bus toman energía del mismo par, evitando fuentes independientes.

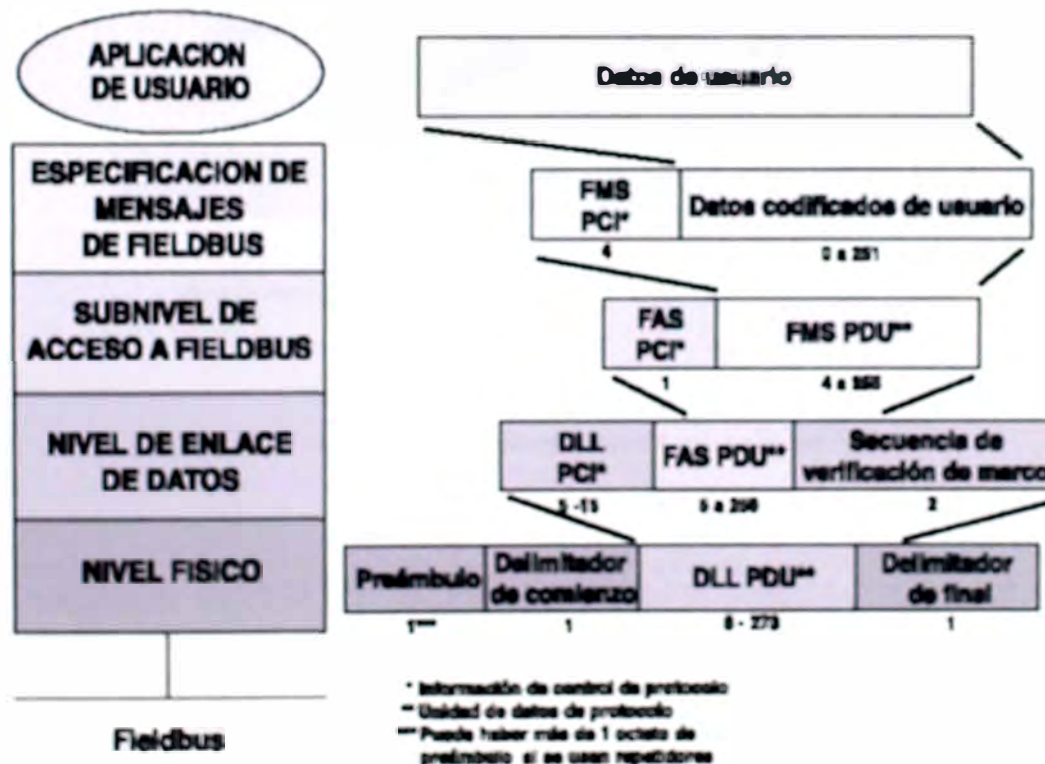


Figura 3.10: "Octetos" de ocho bits usados para cada nivel para transferir los datos del USUARIO

El Nivel Físico está definido por normas aprobadas de IEC (International Electrotechnical Commission) e ISA (International Society for Measurement and Control). El Nivel Físico recibe mensajes del "stack de comunicaciones" y convierte los mensajes en señales físicas dentro del medio de transmisión del fieldbus y viceversa. Las tareas de conversión incluyen agregado y remoción de preámbulos, delimitadores de inicio y delimitadores de final (Ver Figura 3.11).

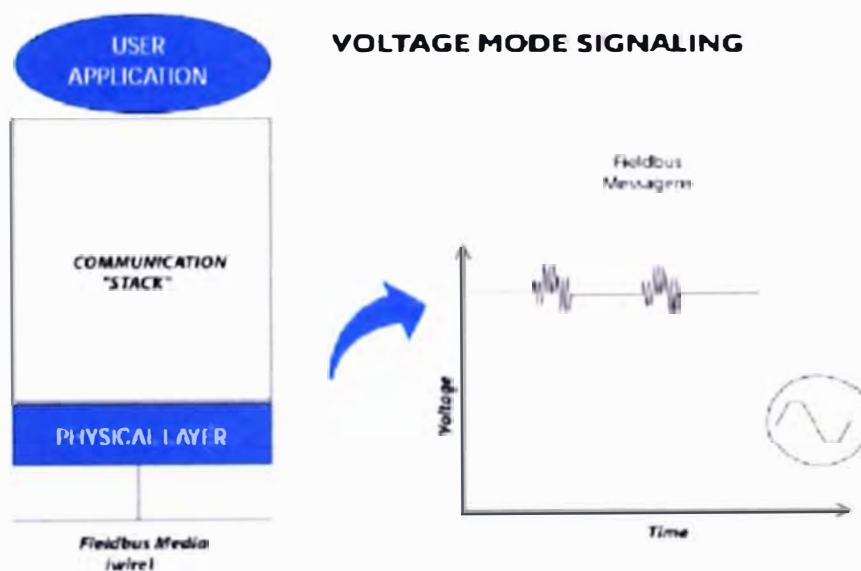


Figura 3.11: Conversión de mensajes en señales físicas

Las señales de fieldbus son codificadas usando la conocida técnica Manchester Biphase-L. La señal se denomina "serial sincrónica" ya que la información de reloj se encuentra embebida en la corriente de datos serial. Los datos son combinados con la señal de reloj para crear la señal de fieldbus que se muestra en la Figura 3.12. El receptor de la señal de fieldbus interpreta una transición positiva en el medio del

tiempo de un bit como un "0" lógico y una transición negativa como un "1" lógico (Ver Figura 3.12).

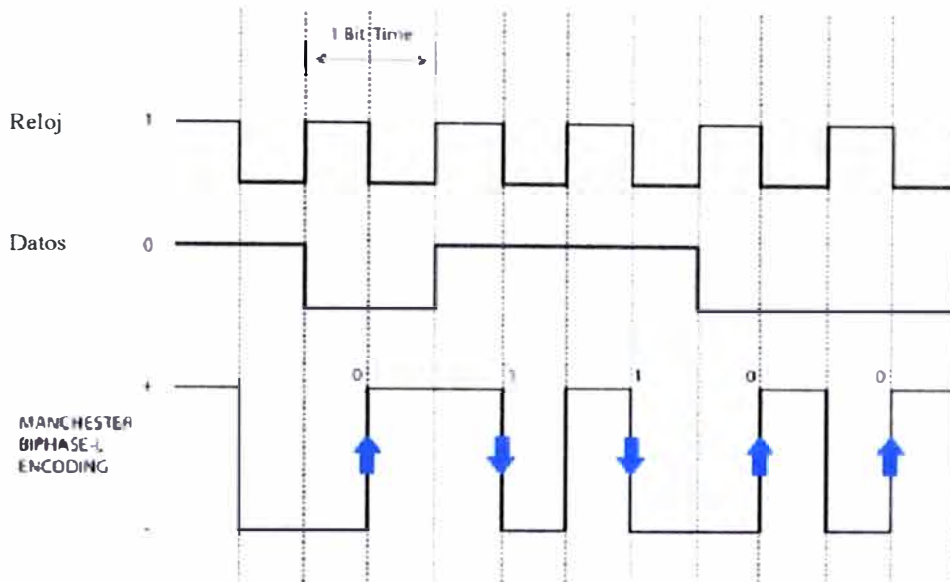


Figura 3.12: Señales Fieldbus codificadas con Técnica Manchester

Hay definidos caracteres especiales para preámbulo, delimitador de inicio y delimitador de final (Ver Figura 3.13). El preámbulo es utilizado por el receptor para sincronizar su reloj interno con la señal de fieldbus que ingresa. Se dispone de códigos especiales N+ y N- en el delimitador de inicio y en el delimitador de final. Las señales N+ y N- no transitan en el medio del tiempo de un bit. El receptor usa el delimitador de inicio para encontrar el comienzo de un mensaje de fieldbus. Después que encuentra el delimitador de inicio, el receptor acepta los datos hasta que recibe el delimitador de final.

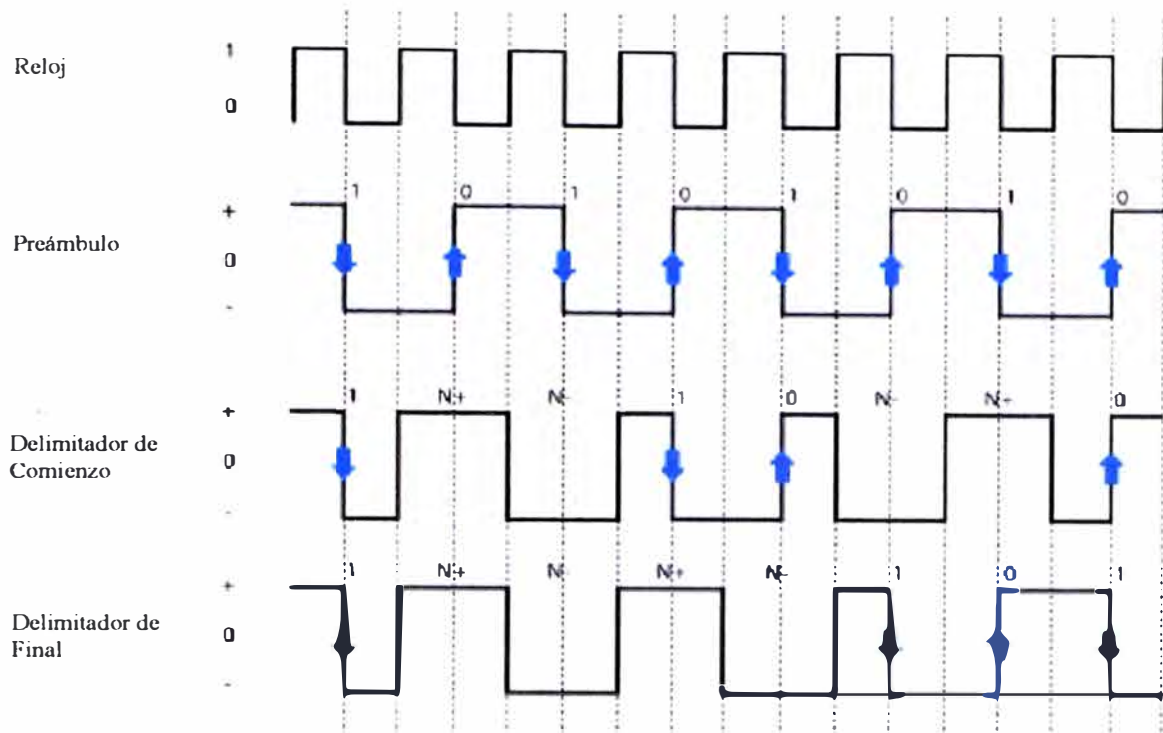


Figura 3.13: Códigos Especiales N+ y N-

A.- Señalización del fieldbus H1 de 31,25 kbit/s

El dispositivo transmisor entrega + 10 mA a 31,25 kbit/s sobre una carga equivalente de 50 ohm para crear una tensión de 1,0 V pico a pico modulada en la parte superior de la tensión de alimentación de corriente continua (CC). La tensión de alimentación CC puede ser de 9 a 32 V. Sin embargo, para aplicaciones de seguridad intrínseca, la tensión permitida de la fuente de alimentación depende de las especificaciones de la barrera (Ver Figura 3.14).

Los dispositivos de 31,25 kbit/s pueden ser alimentados directamente del fieldbus operan sobre el cableado usado anteriormente para los dispositivos de 4-20 mA. El

fieldbus H1 también soporta buses de campo de seguridad intrínseca con dispositivos alimentados por bus. Para conseguirlo, se coloca una barrera de seguridad intrínseca entre la fuente de alimentación en el área segura y el dispositivo de seguridad intrínseca en el área peligrosa.

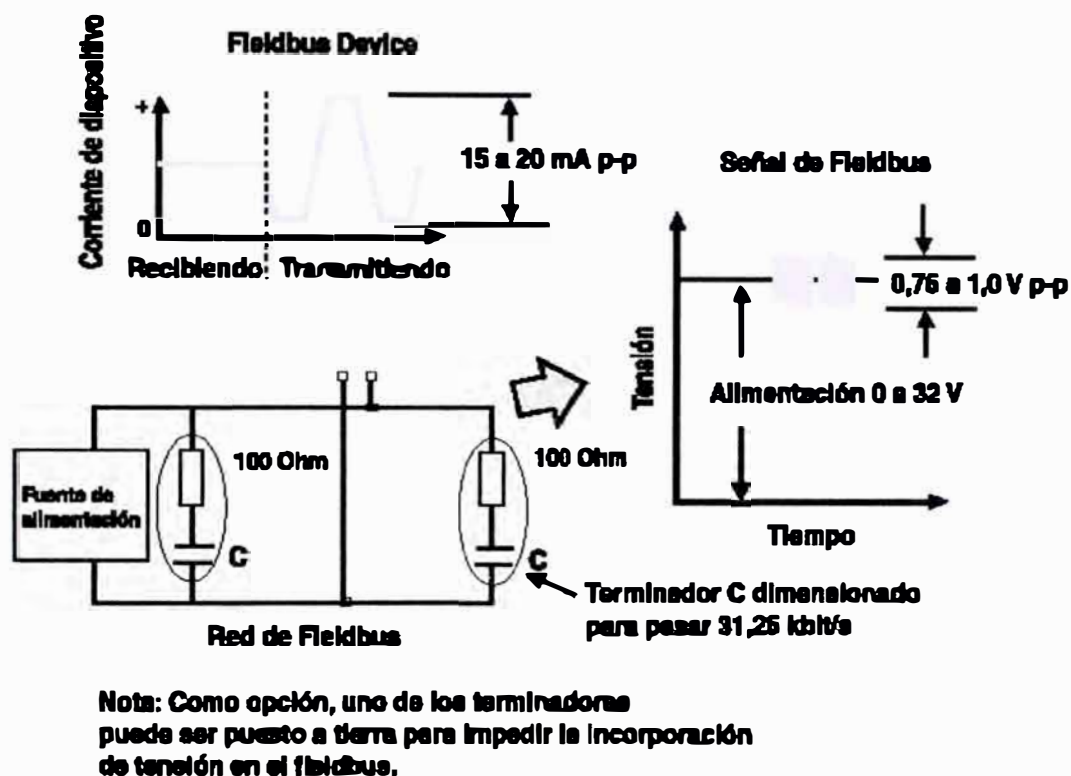
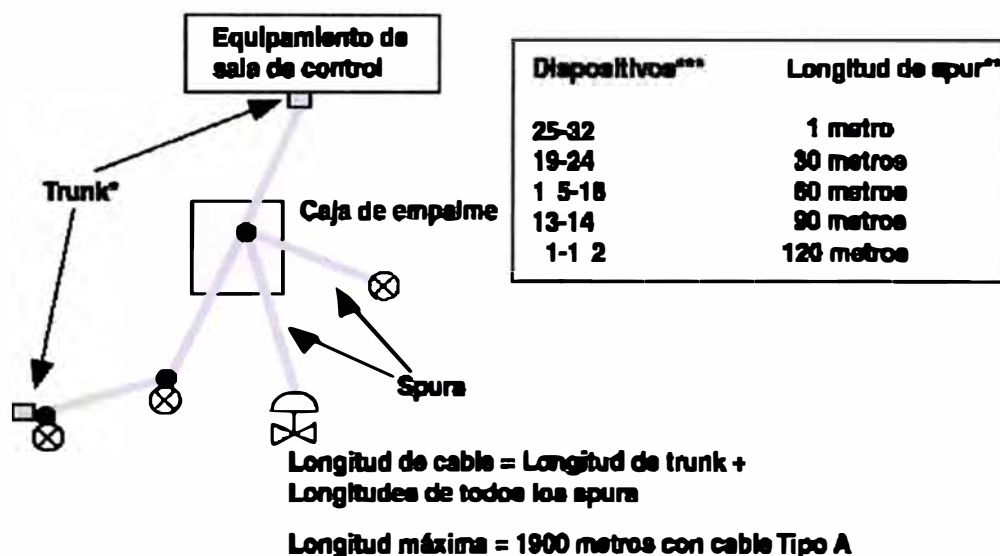


Figura 3.14: Formas de Onda de Señalización para Fieldbus de 31.25 kbit/s

B.- Cableado del fieldbus H1

El fieldbus H1 acepta stubs ó también conocidos como "spurs" (Ver Figura 3.15), que vienen a ser las líneas de conexión entre el instrumento y la caja de empalme. La longitud del fieldbus está determinada por la velocidad de comunicación, el tipo de cable el calibre del cable, la opción de alimentación por bus la opción de seguridad

intrínseca. El tramo principal no puede exceder una longitud total de 1.900 m con un par de cables trenzados y blindados. La longitud del cable se determina sumando la longitud del cable troncal (trunk) y todas las longitudes de los spurs. Los terminadores se encuentran ubicados en cada extremo del cable troncal principal. Si hay una posibilidad de elegir la longitud del spur, más corto es mejor. La longitud total de los spurs está limitada por el número de spurs y el número de dispositivos por spur. En la tabla 3.1 se indica la máxima longitud de spur permitida en función del número total de dispositivos en el segmento.



- * A cada extremo del cable del trunk principal está instalado un terminador.
- ** Un solo dispositivo por spur - La longitud del spur deberá ser reducida en 30 metros para cada dispositivo adicional en un spur.
- *** El número posible de dispositivos en el fieldbus varía en función de distintos factores: el consumo de energía de cada dispositivo, el tipo de cable utilizado, uso de repetidores, etc. Para más detalles, consultar el Physical Layer Standard.

Figura 3.15: Cableado del Fieldbus H1

Tabla 3.1: Máxima Longitud de Spur Permitida

Características	Velocidad de datos 31.25 kbits/s		
	Tensión Bus/árbol	Tensión Bus/árbol CC Intrinsecamente seguro	Tensión Bus/árbol CC
Tipo Topología Alimentación de bus			
Número de dispositivos	2-32	2-6	2-12
Longitud de cable	1900 metros	1900 metros	1900 metros
Longitud de spur	120 metros	120 metros	120 metros

3.3.2 Stack de Comunicaciones

Provee los servicios de interfaces entre el nivel físico y el nivel de usuario y comprende fundamentalmente (Ver Figura 3.16):

- El Nivel Enlace de Datos (Data Link) es del tipo token-ring y establece la vinculación con el Nivel Físico. Su función es la de controlar la transmisión de mensajes hacia y desde el Nivel Físico. El acceso al bus se realiza mediante el programa LAS (Link Active Scheduler) que actúa como un centralizador y administrador del uso del bus, permitiendo una comunicación determinista realizando una distribución del tiempo para que todo dispositivo conectado sea sensado. Además permite que todos los datos publicados en el bus estén

disponibles para todos los dispositivos conectados que los reciben simultáneamente (Ver Figura 3.17).

- El Nivel de Aplicación comprende la transferencia de datos desde en Nivel 2 al Nivel 7 y el tratamiento de los comandos del Nivel de Usuario para direccionar y acceder por su nombre los dispositivos remotos.

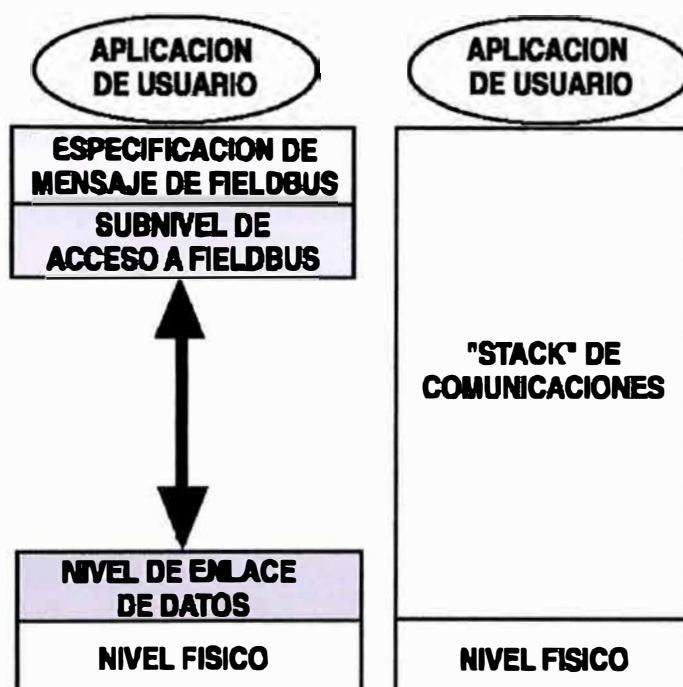


Figura 3.16: Stack de Comunicaciones

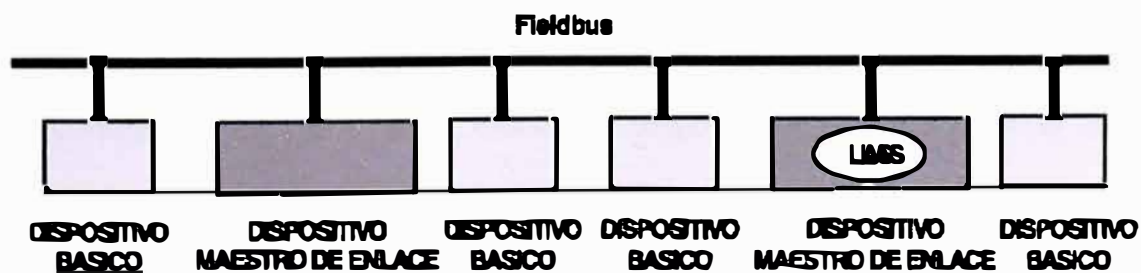


Figura 3.17: Todos los Datos Publicados en el Bus están Disponibles

A.- Nivel de Enlace de Datos (DLL)

El Nivel 2, o sea el Nivel de Enlace de Datos (DLL), controla la transmisión de los mensajes sobre el fieldbus. DLL maneja el acceso al fieldbus a través de un programador de bus centralizado y determinístico, denominado LAS (Link Active Scheduler). DLL es un subconjunto de la norma DLL de IEC/ISA.

A.1.- Tipos de dispositivos

Son tres los tipos de dispositivos definidos en la especificación de DLL:

- Dispositivos básicos que no tienen la capacidad de transformarse en LAS.
- Dispositivos Link Master que sí son capaces de transformarse en LAS.
- Puentes que se usan para interconectar fieldbuses individuales a fin de crear redes de mayor tamaño.

A.2.- Comunicación programada

El LAS tiene una lista de tiempos de transmisión para todos los buffers de datos de todos los dispositivos que necesitan ser transmitidos en forma cíclica. Cuando llega el momento para que un dispositivo envíe un buffer, LAS emite un mensaje CD (Compel Data) al dispositivo. Al recibir el CD, el dispositivo difunde o "publica" los datos contenidos en el buffer a todos los dispositivos existentes en el fieldbus. Cualquier dispositivo configurado para recibir los datos se denomina "suscriptor" (Ver Figura 3.18). Las transferencias de datos programadas se usan normalmente para la transferencia regular cíclica de datos del lazo de control entre los dispositivos del fieldbus.

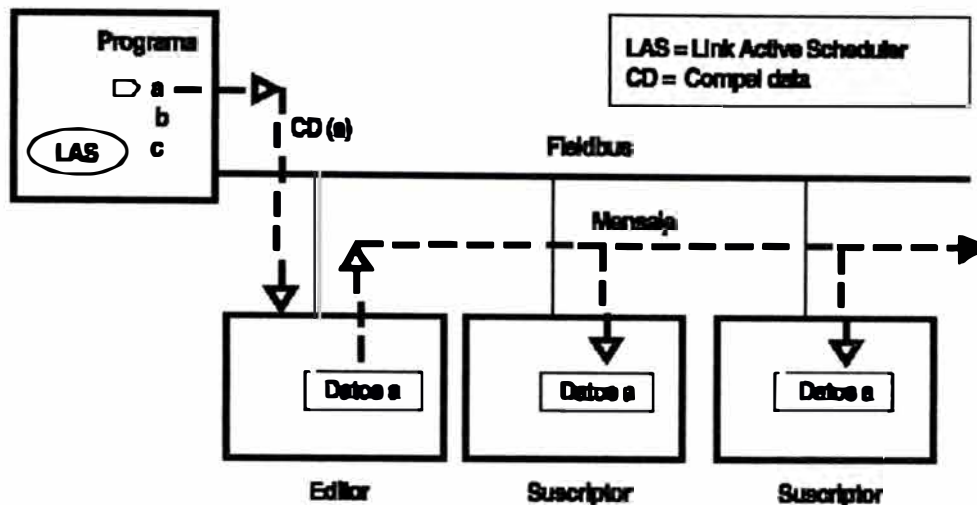


Figura 3.18: Transferencia Programada de Datos

A.3.- Comunicación no programada

Todos los dispositivos del fieldbus tienen una chance de enviar mensajes "no programados" entre las transmisiones de mensajes programados. El LAS otorga el permiso a un dispositivo para usar el fieldbus emitiendo un mensaje de Pass Token (PT) al dispositivo. Cuando éste recibe el PT, lo habilita para enviar mensajes hasta que finaliza o hasta que haya expirado el "tiempo máximo de retención de token", cualquiera sea más corto (Ver Figura 3.19).

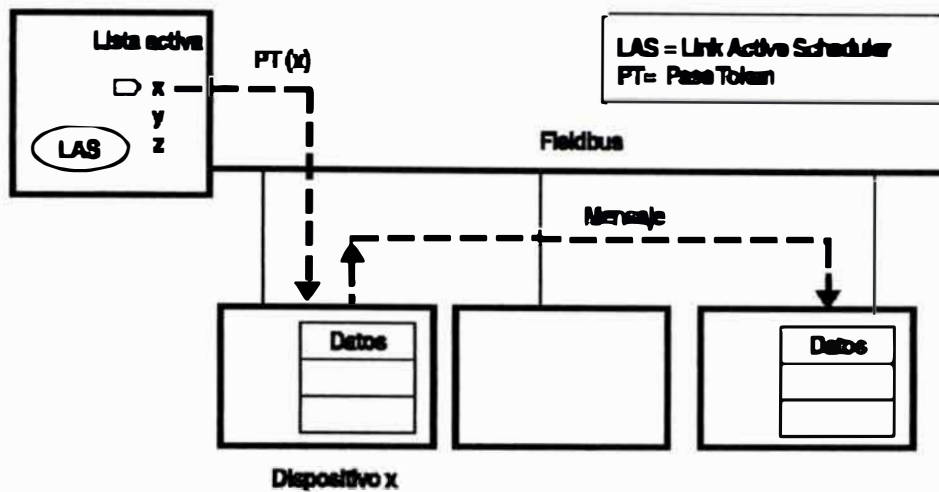


Figura 3.19: Transferencias no Programadas de Datos

A.4.- Operación del LAS

La operación global del LAS (Link Active Scheduler) incluye (Ver Figura 3.20):

- Programa de CDs
- Mantenimiento de la Lista Activa
- Sincronización del tiempo de enlace de datos
- Pasaje de token
- Redundancia de LAS

Programa de CDs

El programa de CDs contiene una lista de las actividades que están programadas para que ocurran en forma cíclica. En el momento precisamente programado, LAS envía un mensaje CD (Compel Data) a un buffer de datos específico en un dispositivo de fieldbus. El dispositivo difunde o "publica" inmediatamente un mensaje a todo los

dispositivos del fieldbus. Esta es la actividad de más alta prioridad desempeñada por el LAS. Las restantes operaciones se realizan entre las transferencias programadas.

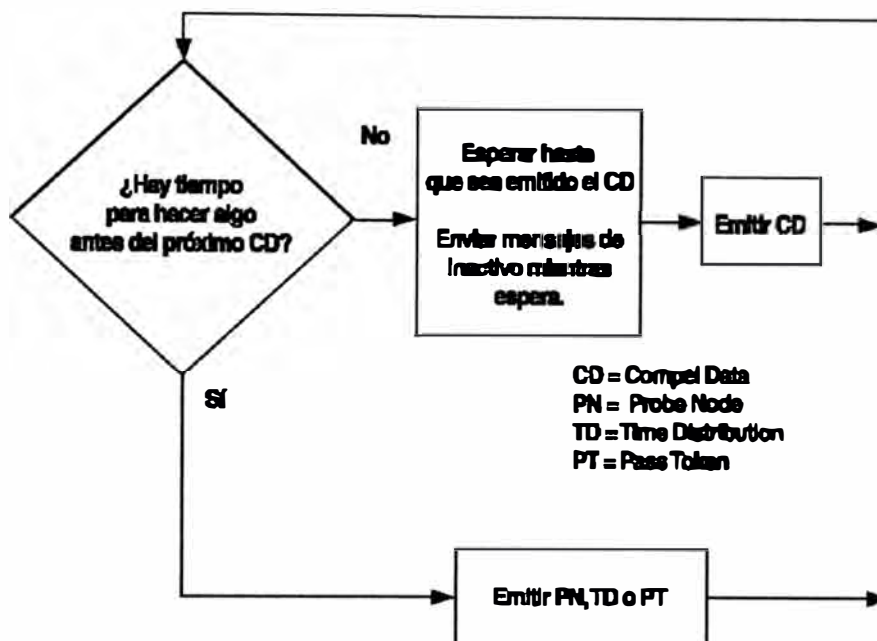


Figura 3.20: Algoritmo LAS

Mantenimiento de la Lista Viva

La lista con todos los dispositivos que responden correctamente al PT se denomina "Lista Viva". Es posible agregar nuevos dispositivos al fieldbus en cualquier momento. El LAS envía periódicamente mensajes de Nodo de Prueba (PN) a las direcciones que no están en la Lista Viva. Si un dispositivo se encuentra presente en la dirección y recibe el PN, devuelve inmediatamente un mensaje de Respuesta de Prueba (PR). Si el dispositivo responde con un PR, el LAS agrega el dispositivo a la Lista Viva y confirma su incorporación enviándole al dispositivo un mensaje de Activación de Nodo.

Sincronización del tiempo de enlace de datos

El LAS difunde periódicamente un mensaje de Distribución de Tiempo (TD) en el fieldbus de modo que todos los dispositivos tengan exactamente el mismo tiempo de enlace de datos. Esto es importante ya que las comunicaciones programadas en el fieldbus y las ejecuciones programadas de los bloques de función en la Aplicación de Usuario se basan en la información obtenida de estos mensajes. El LAS debe probar que al menos una de las direcciones después de haber completado el ciclo de envío de PTs a todos los dispositivos de la Lista Viva. El dispositivo permanecerá en la Lista Viva hasta que responda correctamente a los PTs enviados desde el LAS. El LAS sacará un dispositivo de la Lista Viva si el dispositivo no usa el token o no lo devuelve inmediatamente al LAS después de tres intentos sucesivos. Siempre que se agregue o saque un dispositivo de la Lista Viva, el LAS difunde los cambios de la Lista Viva a todos los dispositivos. Esto permite que cada dispositivo mantenga una copia actualizada de la Lista Viva.

Pasaje de Token

El LAS envía un mensaje PT a todos los dispositivos de la Lista Viva. Al dispositivo se lo habilita para transmitir mensajes no programados cuando recibe el PT.

Redundancia de LAS

Un fieldbus puede tener múltiples Link Masters. Si el LAS falla, uno de los Link Masters pasa a ser el nuevo LAS y continúa la operación del fieldbus. El fieldbus está diseñado para ser "operacional ante una falla".

B.- Subnivel de Acceso a Fieldbus (FAS)

El FAS utiliza las características de programado y no programado del Nivel de Enlace de Datos para brindar servicios de Especificación de Mensajes de Fieldbus (FMS). Los servicios de FAS están descritos mediante un índice VCR (Virtual Communication Relationships). El índice VCR es similar a la característica de discado rápido de un teléfono con memoria. Hay muchos dígitos para discar en una llamada internacional, tales como código de acceso internacional, código del país, código de ciudad, código de intercambio y, finalmente, el número de teléfono específico. Esta información necesita ser ingresada una sola vez y luego se le asigna un "número de discado rápido". A continuación, sólo es necesario ingresar este número para conseguir el discado. De manera similar, después de la configuración, sólo se necesita el índice VCR para comunicarse con otro dispositivo del fieldbus. De la misma manera que hay distintos tipos de llamadas telefónicas, tales como persona a persona, en conferencia, etc., también hay distintos tipos de VCRs.

B.1.- VCR Cliente/Servidor

El índice VCR Cliente/Servidor se usa para comunicaciones en espera, no programadas, iniciadas por el usuario, uno a uno entre los dispositivos del fieldbus. En espera significa que los mensajes son enviados y recibidos en el orden establecido para la transmisión, de acuerdo a su prioridad, sin sobrescribir mensajes previos. Cuando un dispositivo recibe un PT del LAS, puede enviar un mensaje de solicitud a otro dispositivo del fieldbus. El solicitante se denomina "Cliente" y el dispositivo que

recibe la solicitud se denomina "Servidor". El Servidor envía la respuesta cuando recibe un PT del LAS. El índice VCR Cliente/Servidor se usa para solicitudes iniciadas por el operador, tales como cambios de setpoint, acceso y cambio de parámetros de sintonía, reconocimiento de alarmas, y carga y descarga de dispositivos.

B.2.- VCR para Distribución de Reportes

El índice VCR para Distribución de Reportes se usa para comunicaciones en espera, no programadas, iniciadas por el usuario, uno a muchos. Cuando un dispositivo con un reporte de evento o de tendencia recibe un PT del LAS, envía su mensaje a una "dirección de grupo" definida para su VCR. Los dispositivos que están configurados para escuchar en esa VCR recibirán el reporte. El índice VCR para Distribución de Reportes es utilizado normalmente por los dispositivos de fieldbus para enviar notificaciones de alarma a las consolas de operador.

B.3.- VCR Editor/Suscriptor

El índice VCR Editor/Suscriptor se usa para comunicaciones compensadas, uno a muchos. Compensadas significa que sólo la última versión de los datos es mantenida dentro de la red. Los nuevos datos se sobrescriben completamente sobre los datos anteriores. Cuando un dispositivo recibe el CD (Compel Data), "publica" o difunde su mensaje a todos los demás dispositivos del fieldbus. Los dispositivos que desean recibir el mensaje publicado se denominan "Suscriptores". El CD puede ser programado en el LAS, o puede ser enviado por los Suscriptores en forma no programada. Un atributo del VCR indica cuál es el método utilizado. El índice VCR

Editor/Suscriptor es utilizado por los dispositivos de campo para la publicación cíclica y programada de entradas y salidas de los bloques de función de la Aplicación de Usuario, tales como variables de proceso (PV) y salidas primarias (OUT) en el fieldbus (Ver Tabla 3.2).

C.- Especificación de Mensajes de Fieldbus (FMS)

Los servicios de Especificación de Mensajes de Fieldbus (FMS) permiten que las aplicaciones del usuario puedan enviar mensajes a cada una de las demás aplicaciones a través del fieldbus usando un conjunto standard de formatos de mensaje. FMS describe los servicios de comunicación, los formatos de mensaje y el comportamiento del protocolo que se necesitan para construir mensajes para la aplicación del usuario (Ver Figura 3.21).

Tabla 3.2, Resumen de Tipos de VCR

SERVICIOS DEL SUBNIVEL DE ACCESO AL FIELDBUS		
VCR Cliente/Servidor	VCR Distribución de Reportes	VCR Editor/Suscriptor
Usado para mensajes de operador. Cambios de setpoint. Cambios de modo. Cambios de sintonía. Carga/Descarga. Gestión de alarmas. Acceso a visualizaciones de display. Diagnósticos remotos.	Usado para notificación de eventos y reportes de tendencia. Envía alarmas de proceso a las estaciones de operador. Envía reportes de tendencias a históricos de datos.	Usado para publicación de datos. Envía PV del transmisor al bloque de control PID y a la estación de operador.
SERVICIOS DEL NIVEL DE ENLACE DE DATOS		

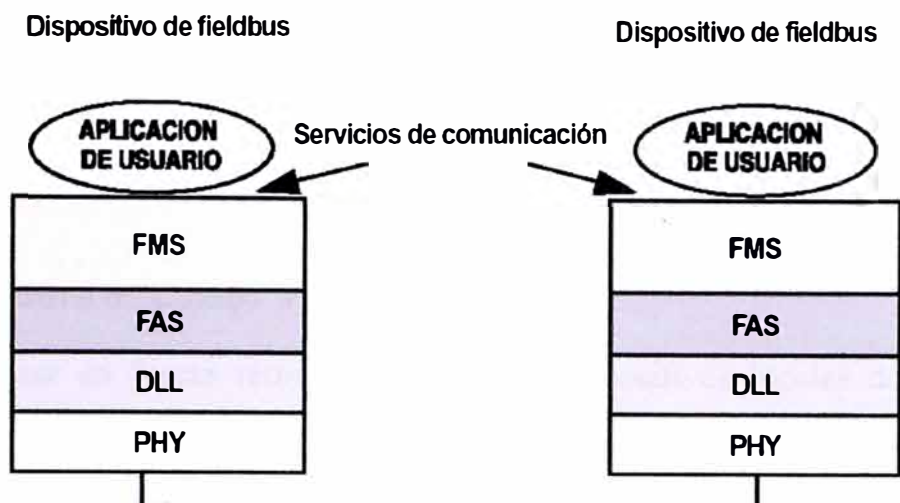


Figura 3.21: Especificación de Mensajes Fieldbus (FMS)

Los datos que son comunicados sobre el fieldbus se describen mediante una "descripción de objetos". Las descripciones de objetos son recolectadas en una estructura denominada "diccionario de objetos" (OD) (Ver Figura 3.22). La descripción de objetos está identificada por su "índice" en el OD. El índice 0, denominado cabezal del diccionario de objetos, ofrece una descripción del propio diccionario y define el primer índice para las descripciones de objetos de la aplicación del usuario. Las descripciones de objetos de la aplicación del usuario pueden comenzar con cualquier índice por encima de 255.

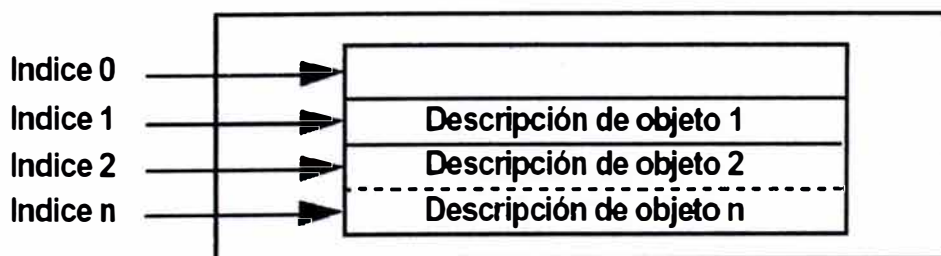


Figura 3.22: Diccionario de Objetos

El índice 255 e inferiores definen los tipos estándar de datos, tales como booleanos, enteros, flotantes, tiras de bits y estructuras de datos que se usan para construir cualesquiera otras descripciones de objetos.

C.1.- Dispositivo de Campo Virtual (VFD)

Para visualizar en forma remota los datos de dispositivos locales descritos en el diccionario de objetos se usa un "Dispositivo de Campo Virtual" (VFD). Un dispositivo típico tendrá al menos dos VFDs (Ver Figura 3.23). La Administración de Red es parte de la Aplicación de Administración de Red y de Sistema. Se encarga de la configuración del stack de comunicaciones. El Dispositivo de Campo Virtual (VFD) usado para la Administración de la Red, se usa también para la Administración del Sistema. Este VFD provee acceso a la Base de Información de Administración de Red (NMIB) y a la Base de Información de Administración de Sistema (SMIB). Los datos de NMIB incluyen VCRs, variables dinámicas, estadísticas y programas de LAS (si el dispositivo es un Link Master). Los datos de SMIB incluyen tag de dispositivos e información de direcciones, como así también programas para la ejecución de bloques de función. La Administración del Sistema se describe luego en la sección de Aplicación de Usuario.

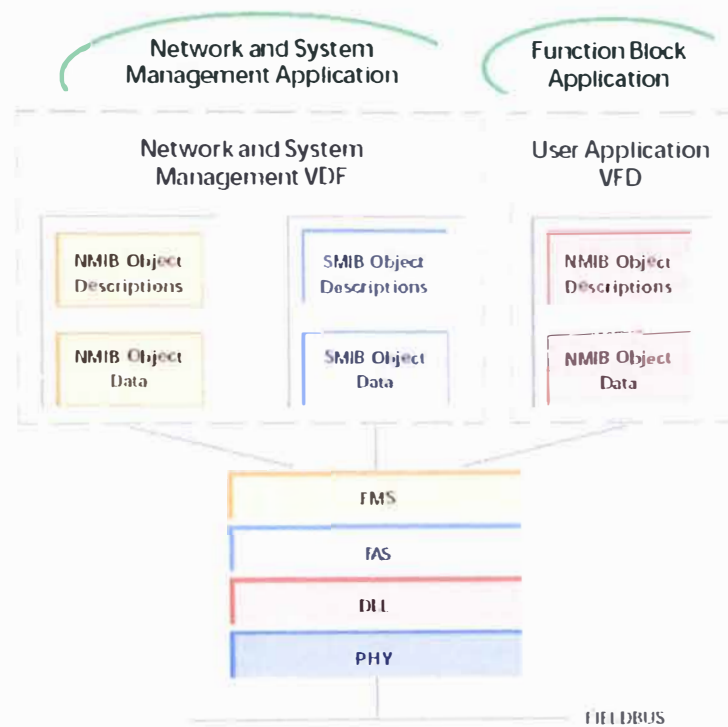


Figura 3.23: Esquema del Dispositivo de Campo Virtual (VFD)

C.2.- Servicios de comunicación

Los servicios de comunicación FMS ofrecen una alternativa estandarizada para las aplicaciones del usuario, tales como bloques de función, a fin de comunicarse sobre el fieldbus. Los servicios específicos de comunicación FMS están definidos para cada tipo de objeto. Todos los servicios FMS sólo pueden usar VCR Cliente/Servidor, salvo indicación contraria.

Servicios administración de contexto

En la tabla 3.3, se muestran los servicios FMS se usan para establecer y relevar VCRs y determinar el estado de un VFD.

Tabla 3.3: Servicios de administración de contexto

Initiate	Establecer comunicaciones
Abort	Finiquitar comunicaciones
Reject	Rechazar un servicio incorrecto
Status	Leer un estado de dispositivo
UnsolicitedStatus	Enviar estado no solicitado
Identify	Leer proveedor, tipo y versión

Servicios de diccionario de objetos

En la tabla 3.4, se muestran los servicios FMS permiten que la aplicación de usuario acceda y cambie la descripción de objetos (OD) en un VFD.

Tabla 3.4: Servicios de diccionarios de objetos

GetOD	Leer un diccionario de objetos (OD)
InitiatePutOD	Comenzar una carga de OD
PutOD	Cargar un OD dentro de un dispositivo
TerminatePutOD	Detener una carga de OD

Servicios de acceso a variables

En la tabla 3.5, se muestran los servicios FMS permiten que la aplicación del usuario acceda y cambie variables asociadas con una descripción de objetos.

Tabla 3.5: Servicios de acceso a variables

Read	Leer una variable
Write	Escribir una variable
InformationReport	Enviar datos (puede usar VCR Editor/Suscriptor o VCR con Distribución de Reportes).
DefineVariableList	Definir una lista de variables
DeleteVariableList	Borrar una lista de variables

Servicios de eventos

En la tabla 3.6, se muestran los servicios FMS permiten que la aplicación del usuario reporte eventos y administre el procesamiento de eventos.

Tabla 3.6: Servicios de eventos

EventNotification	Reportar un evento (Puede usar VCR con Distribución de Reportes).
AcknowledgeEventNotification	Reconocer un evento.
AlterEventConditionMonitoring	Inhibir / habilitar un evento (Puede usar VCR con Distribución de Reportes).

Servicios de carga / descarga

Muchas veces es necesario cargar o descargar datos y programas en forma remota sobre el fieldbus, especialmente en el caso de dispositivos más complejos como controladores lógicos programables. Para posibilitar las cargas y las descargas

usando los servicios FMS, se usa un "Dominio", que representa un espacio de memoria en un dispositivo. En la tabla 3.7, se muestran los servicios FMS permiten que la aplicación del usuario cargue y descargue un Dominio en un dispositivo.

Tabla 3.7: Servicios de carga / descarga

RequesDomainUpload	Solicitar la carga
InitiateUploadSequence	Abrir la carga
UploadSegment	Leer datos de un dispositivo
TerminateUploadSequence	Detener la carga
RequesDomainDownload	Solicitar la descarga
InitiateDownloadSequence	Abrir la descarga
DownloadSequence	Enviar datos a un dispositivo
TerminateDownloadSequence	Detener la descarga

Servicios de invocación de programas

La "Invocación de Programa" (PI) permite la ejecución de un programa en un solo dispositivo a ser controlado en forma remota. Un dispositivo podría descargar un programa dentro de un Dominio (ver sección anterior) de otro dispositivo usando el servicio de descarga y luego en forma remota operar el programa mediante la emisión de solicitudes de servicio PI (Ver Tabla 3.8). El diagrama de estados para la PI se muestra más tarde como ejemplo de comportamiento de un protocolo FMS.

Tabla 3.8, Servicios de invocación de programas

CreateProgramInvocation	un objeto del programa
DeleteProgramInvocation	Borrar un objeto del programa
Start	Comenzar un programa
Stop	Detener un programa
Resume	Reanudar la ejecución de un programa
Reset	Resetear el programa
Kill	Sacar el programa

C.3.- Formateado de mensajes

El formateado exacto de los mensajes FMS está definido por un lenguaje de descripción de sintaxis formal denominado Abstract Syntax Notation 1 (ASN.1). ASN.1 fue desarrollado por CCITT (International Telegraph and Telephone Consultative Committee) a comienzos de 1980 como parte de las actividades de normalización del correo CCITT.

En la Figura 3.24 se muestra un ejemplo parcial de la definición de ASN.1 para el servicio de lectura de FMS. Este ejemplo establece que los ítems especificación de acceso y subíndice se producen en SECUENCIA en el mensaje. La especificación de acceso es la ELECCION de usar un índice o un nombre para acceder a una variable.

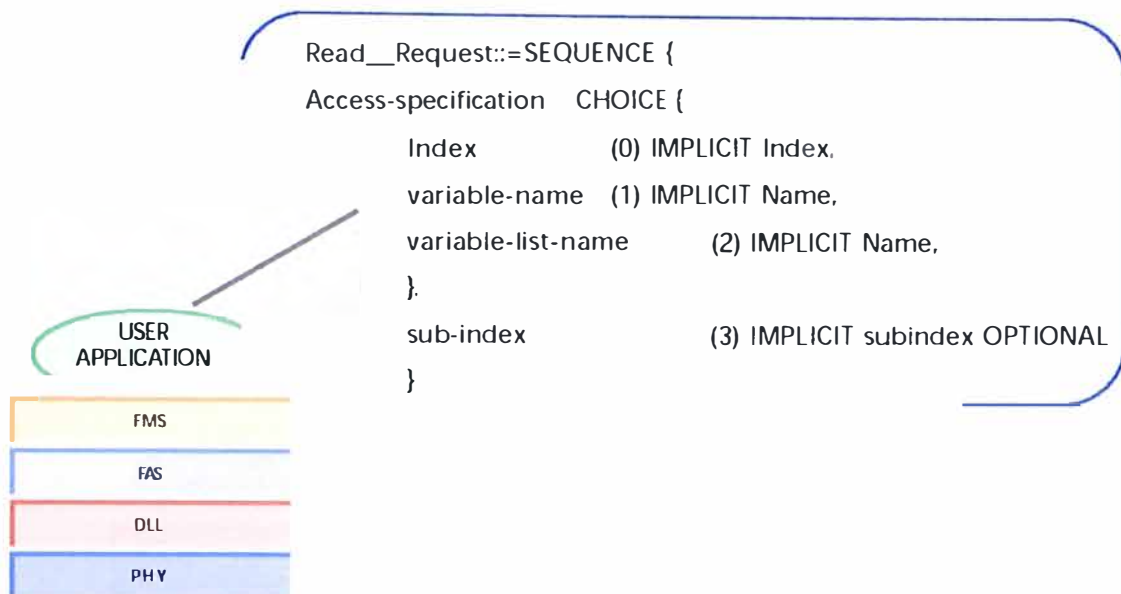


Figura 3.24: Definición de un Read_Request

El subíndice es OPCIONAL. Se lo usa sólo para seleccionar un elemento individual de un conjunto o registrar una variable. Los números entre paréntesis son los números de codificación reales que se usan para identificar los campos en un mensaje codificado.

C.4.- Comportamiento del protocolo

Ciertos tipos de objetos tienen reglas de comportamiento especiales que son descritas por la especificación de FMS. Por ejemplo, el comportamiento simplificado de un objeto Invocación de Programa se muestra en la Figura 3.25.

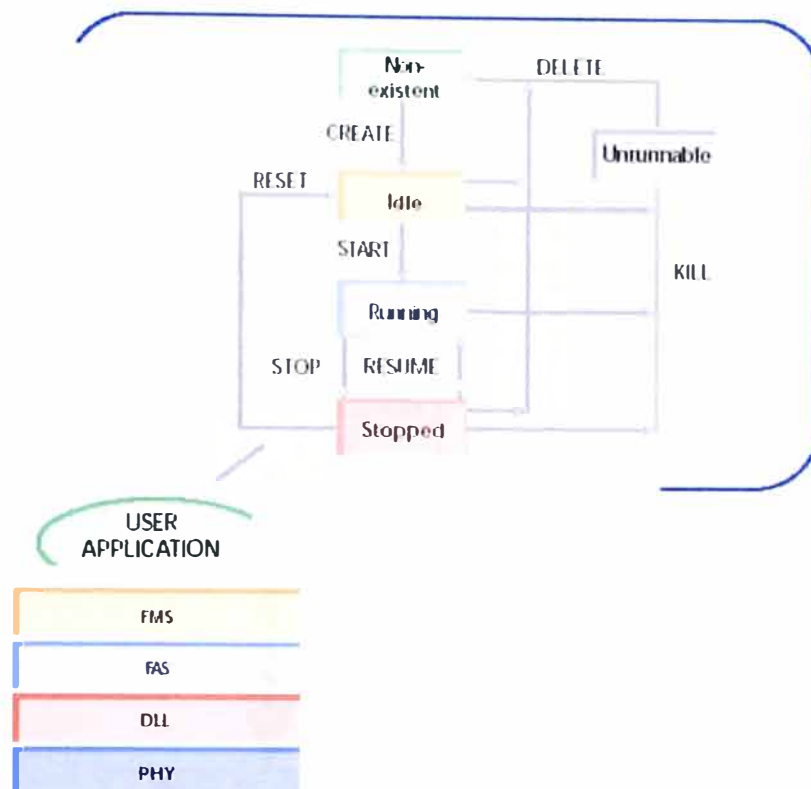


Figura 3.25: Reglas de Comportamiento para el Objeto de Invocación de Programa

Un dispositivo remoto puede controlar el estado del programa en otro dispositivo del fieldbus. Por ejemplo, el dispositivo remoto podría usar el servicio FMS Crear una Invocación de Programa para cambiar el estado del programa de No-existente a Desocupado. El servicio FMS Start se puede usar para cambiar el estado de Desocupado a Operando y así sucesivamente.

3.3.3 Aplicación de Usuario

Fieldbus Foundation ha definido una aplicación de usuario standard basada en "bloques" que permite al usuario interactuar con los dispositivos de campo. Los

bloques son representaciones de los distintos tipos de funciones de aplicación (Ver Figura 3.26).

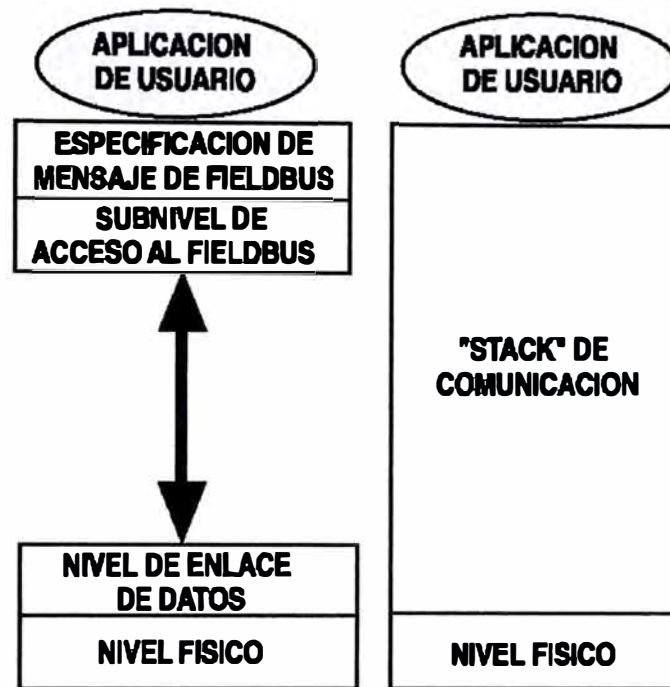


Figura 3.26: Aplicación de Usuario

Los tipos bloques usados en una aplicación de usuario se describen en la Figura 3.27. Existen 3 tipos de bloques:

- Bloque de Recurso
- Bloque de Función
- Bloque Transductor

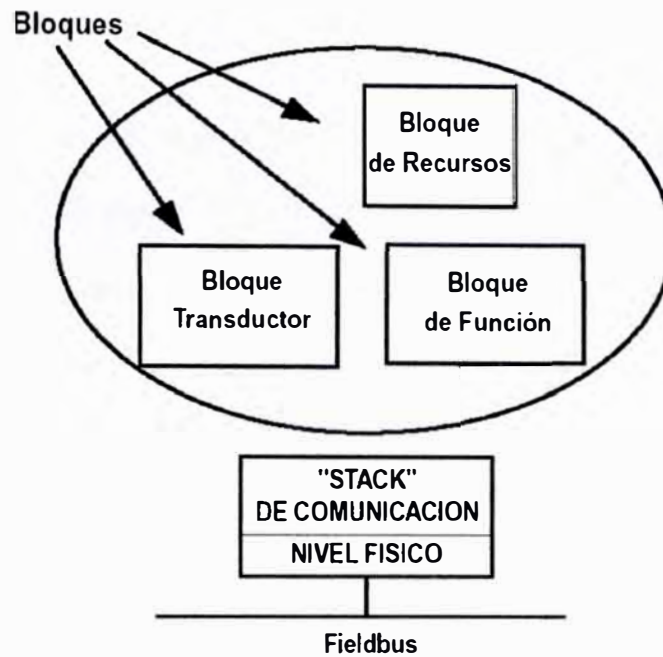


Figura 3.27: Bloques Usados en la Aplicación de Usuario

A.- Bloque de Recurso

Describe características del dispositivo tales como: nombre, fabricante, modelo y número de serie. Hay un solo bloque de recurso en cada dispositivo.

B.- Bloque de Función

Son objetos que proveen acciones de control en base al comportamiento de las I/O del dispositivo. Los bloques pueden residir dentro de los dispositivos de campo y estar disponibles para otros, a través de la red. Los bloques de función (FB) se encargan del comportamiento del sistema de control. Los parámetros de entrada y de

salida de los bloques de función pueden ser conectados sobre el fieldbus. La ejecución de cada bloque de función está precisamente programada. Pueden haber muchos bloques de función en una Aplicación de Usuario. Fieldbus Foundation ha definido conjuntos de Bloques de Función standard. Diez bloques de función para control básico están definidos por la especificación © FF-892 Function Blocks - Part 3. Estos bloques se detallan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9, Bloques de Función

Nombre de bloque de función	Símbolo
Entrada Analógica	AI
Salida Analógica	AO
Polarización (Bias)	B
Selector de Control	CS
Entrada Discreta	DI
Salida Discreta	DO
Cargador Manual	ML
Proporcional/Derivativo	PD
Proporcional/Integral/Derivativo	PID
Relación	RA

Diecinueve bloques de función standard para control avanzado están definidos en la especificación © FF-892 Function Blocks - Part 3. Los bloques de función pueden ser incorporados en los dispositivos de fieldbus según necesidad para alcanzar la funcionalidad deseada del dispositivo. Por ejemplo, un simple transmisor de temperatura puede contener un bloque de función AI. Una válvula de control podría

contener un bloque de función PID como así también el esperado bloque de AO. De esta forma se puede construir un lazo de control completo usando sólo un simple transmisor y una válvula de control (Ver Figura 3.28).

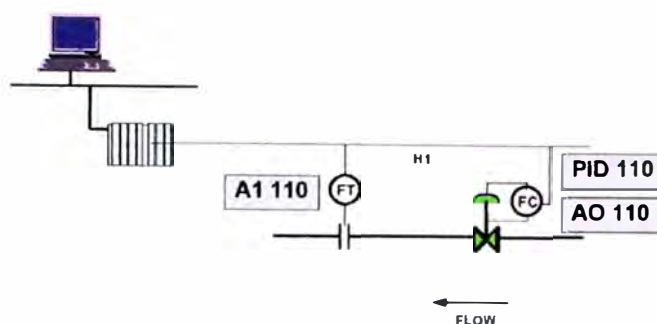


Figura 3.28: Ejemplo de un lazo de control completo usando bloques de función ubicados en los dispositivos Fieldbus

C.- Bloque Transductores

Los bloques transductores desacoplan los bloques de función de las funciones locales de entrada / salida requeridas para leer sensores y comandar hardware de salida. Estos bloques contienen información como fecha de calibración y tipo de sensor. Normalmente hay un bloque transductor para cada bloque de función de entrada o de salida. Los siguientes objetos adicionales están definidos en la aplicación de usuario:

- **Objetos de enlace** – Definen los enlaces entre las entradas y las salidas del bloque de función internas al dispositivo y a través de la red de fieldbus.
- **Objetos de tendencia** – Ofrecen tendencia local de los parámetros de los bloques de función para su acceso por parte de hosts u otros dispositivos.
- **Objetos de alerta** – Ofrecen reporte de alarmas y eventos en el fieldbus.

- **Objetos de visualización** – Son agrupamientos predefinidos de conjuntos de parámetros de bloques que pueden ser utilizados por la interface hombre/máquina. La especificación del bloque de función define cuatro visualizaciones para cada tipo de bloque.

En la Figura 3.29 se muestra un ejemplo de cómo las variables de los bloques de función comunes pueden ser mapeadas dentro de las visualizaciones.

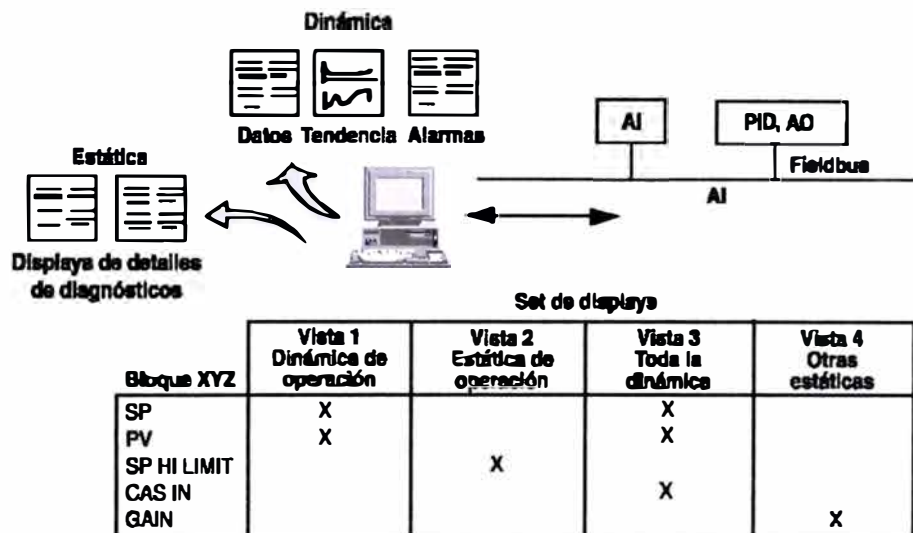


Figura 3.29: Las Variables de los Bloques de Función Comunes Pueden ser Mapeadas Dentro de las Visualizaciones

En el ejemplo sólo se muestra un listado parcial de los parámetros de los bloques:

- **Vista 1** - Operation Dynamic: Información requerida por un operador de planta para correr el proceso.
- **Vista 2** - Operation Static: Información que necesita ser leída una vez y luego desplegada junto con los datos dinámicos.

- **Vista 3** - All Dynamic: Información que cambia y puede necesitar ser referenciada en un display detallado.
- **Vista 4** - Other Static: Información de configuración y mantenimiento.

3.3.4 Definición de un dispositivo de fieldbus

La función de un dispositivo de fieldbus queda determinada por la disposición e interconexión de los bloques (Ver Figura 3.30).

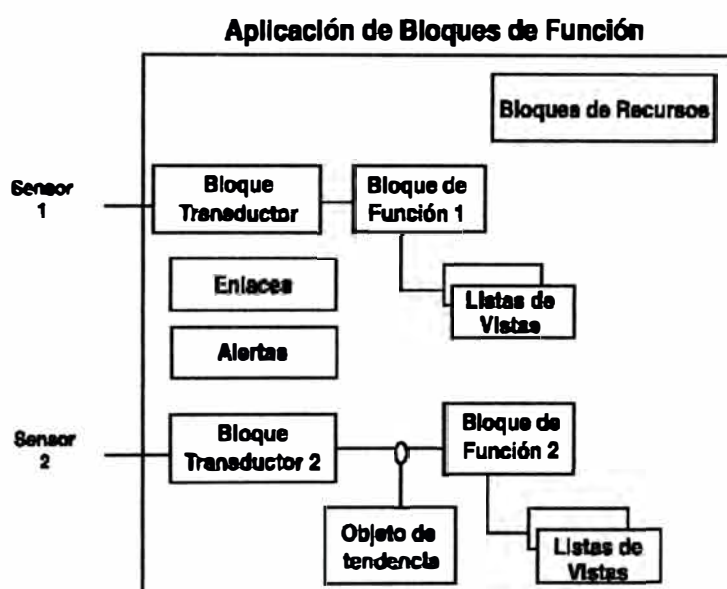


Figura 3.30: Aplicación de Bloques de Función

Las funciones del dispositivo se hacen visibles al sistema de comunicación del fieldbus a través del dispositivo VFD de la aplicación de usuario mencionado anteriormente. El encabezamiento del diccionario de objetos de la aplicación de usuario apunta a un directorio que siempre es el primero que ingresa en la aplicación de los bloques de función. El directorio provee los índices de comienzo de todos los

demás ingresos usados en la aplicación de los bloques de función (Ver Figura 3.31). Es posible acceder a las descripciones de los objetos VFD y sus datos asociados en forma remota sobre la red de fieldbus usando VCRs, tal como se muestra en la Figura 3.32.

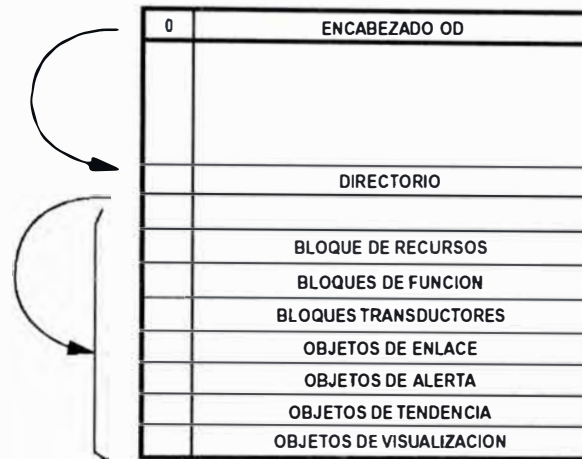


Figura 3.31: Aplicación del Bloque de Función

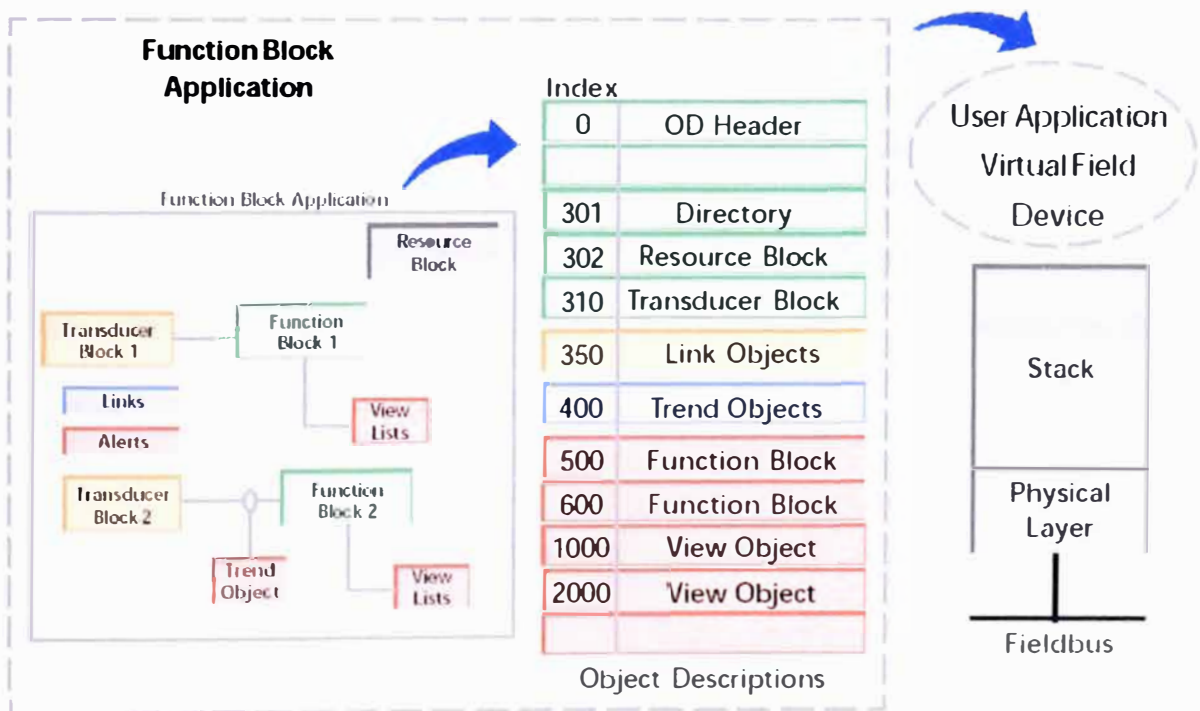


Figura 3.32: Red Fieldbus usando VCR

3.4 Administración del sistema

Los bloques de función deben ejecutarse a intervalos precisamente definidos y en la secuencia apropiada para que el sistema de control opere correctamente. La administración del sistema se encarga de sincronizar la ejecución de los bloques de función y la comunicación de los parámetros de los bloques de función en el fieldbus.

La administración del sistema también maneja otras características importantes del sistema, tales como la publicación de la hora a todos los dispositivos, incluyendo la conmutación automática a un editor de tiempo redundante, la asignación automática de las direcciones de los dispositivos y la búsqueda de los nombres de los parámetros o "tags" en el fieldbus. Toda la información de configuración que necesita la administración del sistema, como el programa de los bloques de función, es descrita por las descripciones de objetos en el VFD (Virtual Field Device) de administración de red y de sistema de cada dispositivo. Este VFD provee acceso a la base SMIB de información de administración de sistema (System Management Information Base) y también a la base NMIB de información de administración de red (Network Management Information Base).

3.4.1 Programación de los bloques de función

Una herramienta de construcción de programas generara los programas de bloques de

función y de LAS (Link Active Scheduler). Supóngase que la herramienta de construcción de programa ha construido los programas para el lazo descrito en la Figura 3.28. Los programas contienen el corrimiento del tiempo de arranque respecto del comienzo del "tiempo absoluto de arranque del programa de enlace". Este tiempo absoluto de arranque del programa de enlace es conocido por todos los dispositivos del fieldbus (Ver Tabla 3.10).

Tabla 3.10, Tiempo Absoluto de Arranque del Programa de Enlace

	Corrimiento respecto del tiempo absoluto de arranque del programa
Ejecución del bloque de función AI programado	0
Comunicaciones programadas de AI	20
Ejecución del bloque de función PID programado	30
Ejecución del bloque de función AO programado	50

Un "macrociclo" es una simple iteración de un programa dentro de un dispositivo. En la Figura 3.33 se muestran las relaciones entre el tiempo absoluto de arranque del programa de enlace, el macrociclo del LAS, los macrociclos de los dispositivos y los corrimientos del tiempo de arranque. En la Figura 3.33, la administración del sistema en el transmisor hará que se ejecute el bloque de función AI en el corrimiento 0. en el corrimiento 20, el LAS emitirá un dato CD (Compel Data) al buffer de bloques de función AI en el transmisor, con lo que los datos del buffer serán publicados en el fieldbus. En el corrimiento 30, la administración del

sistema en la válvula hará que se ejecute el bloque de función PID, seguido por la ejecución del bloque de función AO en el corrimiento 50. Este patrón se repite exactamente igual asegurando la integración de la dinámica del lazo de control. Durante la ejecución de los bloques de función, el LAS está enviando el mensaje de Pass Token a todos los dispositivos de modo que éstos puedan transmitir sus mensajes no programados tales como notificaciones de alarmas o cambios de setpoint del operador. En este ejemplo, la única vez que el fieldbus no puede ser utilizado para mensajes no programados es entre los corrimientos 20 y 30, cuando los datos de bloques de función AI están siendo publicados en el fieldbus.

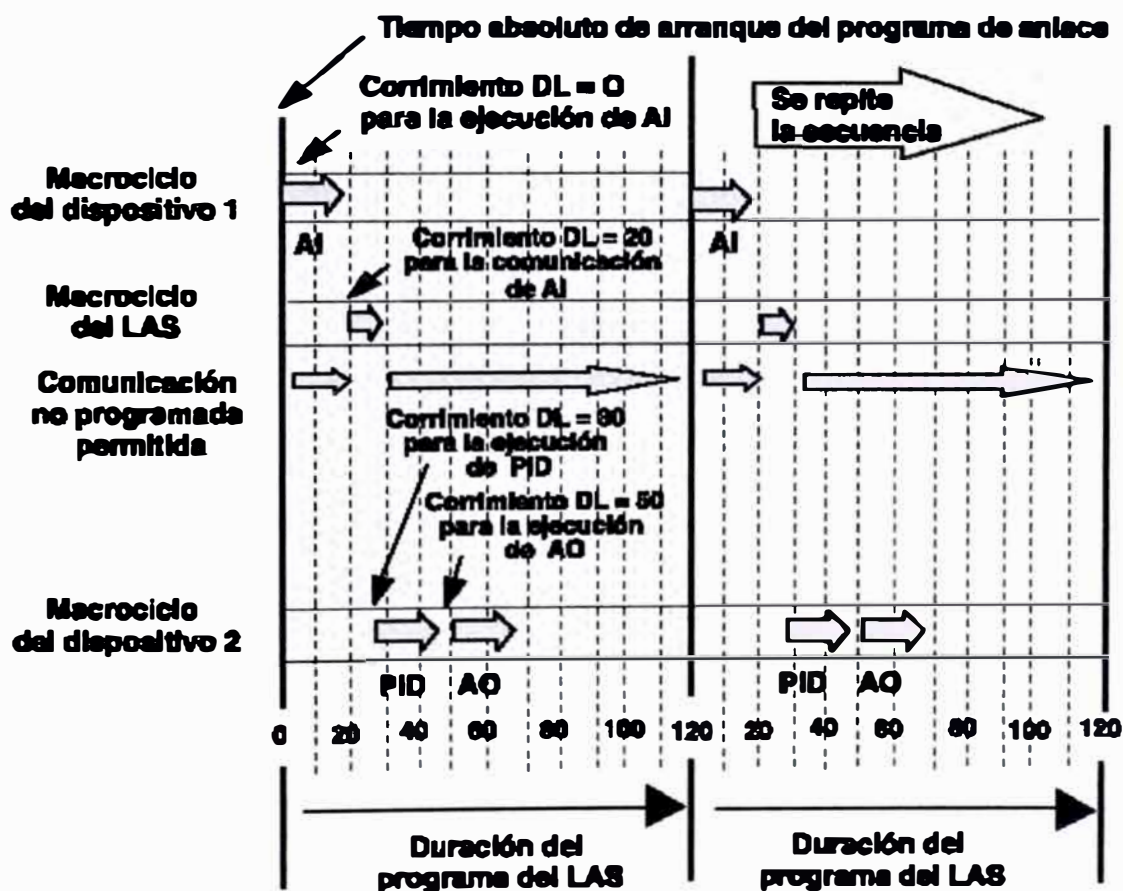


Figura 3.33: Corrimiento Respecto del Tiempo Absoluto de Arranque del Programa de Enlace

A.- Distribución del reloj de aplicación

FOUNDATION Fieldbus soporta una función de distribución del reloj de aplicación. El reloj de aplicación suele ser ajustado igual a la hora local o a una hora coordinada universal. La administración del sistema tiene un editor de tiempo que envía periódicamente un mensaje de sincronización del reloj de aplicación a todos los dispositivos del fieldbus. El tiempo de programación de enlace de datos es muestreado y enviado con el mensaje de reloj de aplicación de modo que los dispositivos receptores puedan ajustar su hora de aplicación local. Entre los mensajes de sincronización, la hora del reloj de aplicación es mantenida independientemente en cada dispositivo en base a su propio reloj interno. La sincronización del reloj de aplicación permite que los dispositivos puedan tener datos con día y hora a través de toda la red de fieldbus. Si existen editores de reloj de aplicación de respaldo en el fieldbus, un editor de respaldo pasará a ser activo si el actual editor de tiempo activo llegara a fallar.

B.- Asignación de direcciones de dispositivos

Cada dispositivo de fieldbus debe tener una dirección de red única y un tag de dispositivo físico para que el fieldbus pueda operar correctamente. Para evitar la necesidad de switches de dirección en los instrumentos, la asignación de direcciones de red puede ser realizada automáticamente por la administración del sistema. La secuencia para la asignación de una dirección de red a un nuevo dispositivo es como sigue:

- Se asigna un tag de dispositivo físico al nuevo dispositivo a través de un dispositivo de configuración. Esto puede hacerse "off-line" u "on-line" mediante direcciones especiales de red por defecto, la administración del sistema pregunta al dispositivo por su tag de dispositivo físico. La administración usa el tag de dispositivo físico para ubicar la nueva dirección de red en una tabla de configuración y luego envía un mensaje especial de "ajuste de dirección" al dispositivo que lo fuerza a moverse a la nueva dirección en la red.
- La secuencia se repite para todos los dispositivos que ingresan a la red en una dirección por defecto.

C.- Servicio de localización de tags

Por razones de conveniencia para sistemas host y dispositivos de mantenimiento portátiles, la administración del sistema soporta un servicio de localización de dispositivos o variables mediante una búsqueda de tags. El mensaje de "consulta para localización de tags" es difundido a todos los dispositivos del fieldbus. Al recibir el mensaje, cada dispositivo busca en su VFD el tag solicitado y devuelve la información completa del recorrido (si se encontró el tag) incluyendo dirección de red, número de VRD, índice VCR (Virtual Communication Relationship) e índice OD (Object Dictionary). Una vez conocido el recorrido, el dispositivo o host o de mantenimiento puede acceder a los datos correspondientes al tag.

3.5 Descripciones de dispositivos

Una característica crítica que se requiere de los dispositivos de fieldbus es la interoperabilidad. Para alcanzar la interoperabilidad se usa la tecnología DD (Device Description) junto a definiciones de parámetros y de comportamiento de bloques de función standard. DD proporciona una descripción ampliada de cada objeto del VFD, tal como se muestra en la Figura 3.34. También ofrece la información necesaria para que un sistema de control u host comprenda el significado de los datos en el VFD, incluyendo la interface humana para funciones como calibración y diagnósticos.

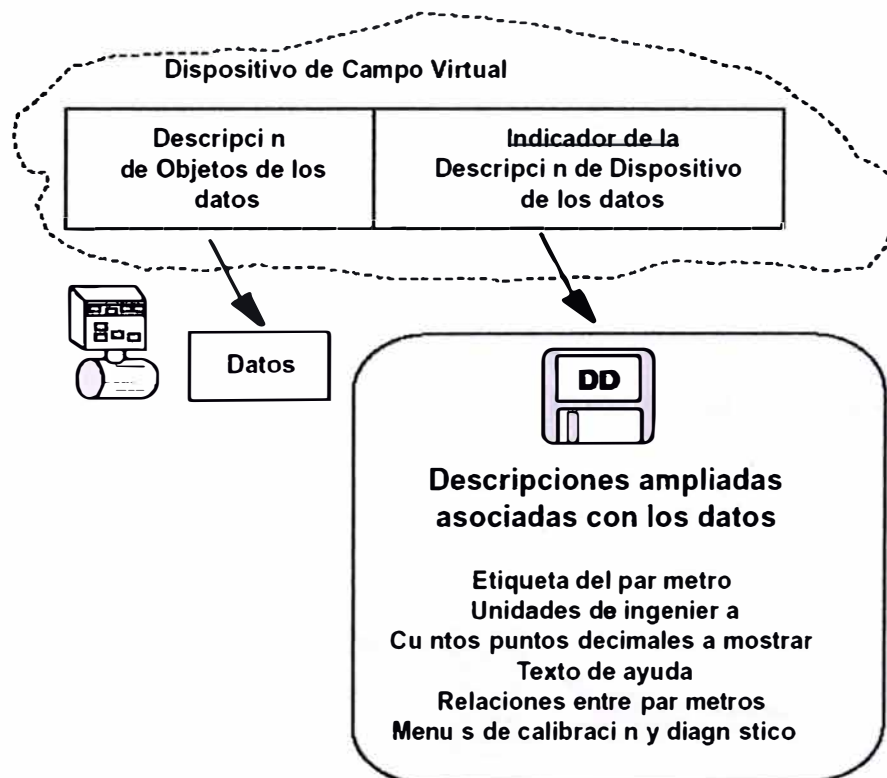


Figura 3.34: DD Proporciona una Descripción Ampliada de Cada Objeto del VFD

De esta manera, la DD puede ser considerada como un "driver" para el dispositivo. Fieldbus Foundation (FF) ha elaborado DDs para todos los bloques de función y bloques transductores standard. Los proveedores de dispositivos preparan normalmente una DD "incremental" que diferencia las DDs standard. Los proveedores también pueden agregar características propias, tales como procedimientos de calibración y diagnóstico, a sus dispositivos. Estas características también pueden estar descritas en la DD incremental.

Fieldbus Foundation ofrece las DDs standard en un CDROM. El usuario puede conseguir la DD incremental del proveedor de los dispositivos o de Fieldbus Foundation si dicho proveedor ha registrado allí su DD incremental (ver Figura 3.35). Las DDs incrementales también también pueden leerse directamente del dispositivo sobre el fieldbus, si el dispositivo soporta servicios de carga y contiene un VFD para la DD. Las DDs son similares a los drivers que usa una computadora personal (PC) para operar distintas impresiones y otros dispositivos conectados a la PC. Cualquier sistema de control u host puede operar con el dispositivo si tiene la DD del dispositivo.

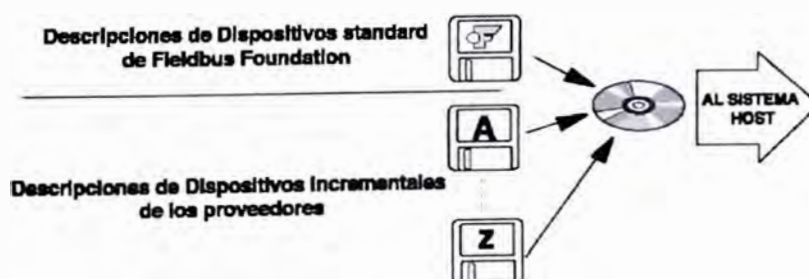


Figura 3.35: DD Incremental

3.5.1 Tokenizer para la descripción de dispositivos

La DD está escrita en un lenguaje de programación standard conocido como DDL (Device Description Language). Una herramienta basada en PC, denominada "tokenizer", convierte los archivos fuente de entrada de DD en archivos de salida de DD, reemplazando palabras clave y tiras Standard en el archivo fuente con "tokens" fijos, tal como se muestra en la Figura 3.36.

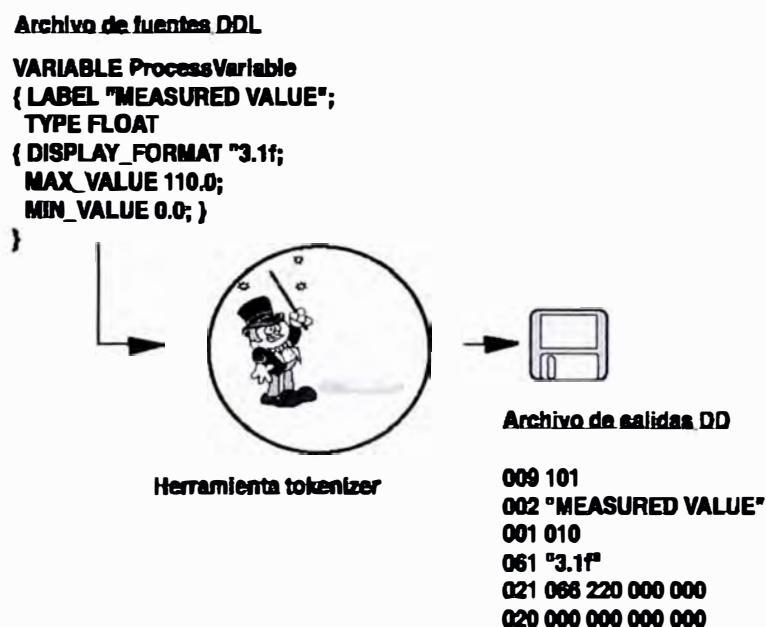


Figura 3.36: Herramienta Tokenizer

3.5.2 Servicios de descripción de dispositivos

Del lado del host, para leer las descripciones de los dispositivos se usan funciones de biblioteca denominadas DDS (Device Description Services) (Ver Figura 3.37). Cabe señalar que DDS lee descripciones, no valores operacionales. Los valores

operaciones son leídos del dispositivo de fieldbus sobre el fieldbus usando los servicios de comunicación FMS.

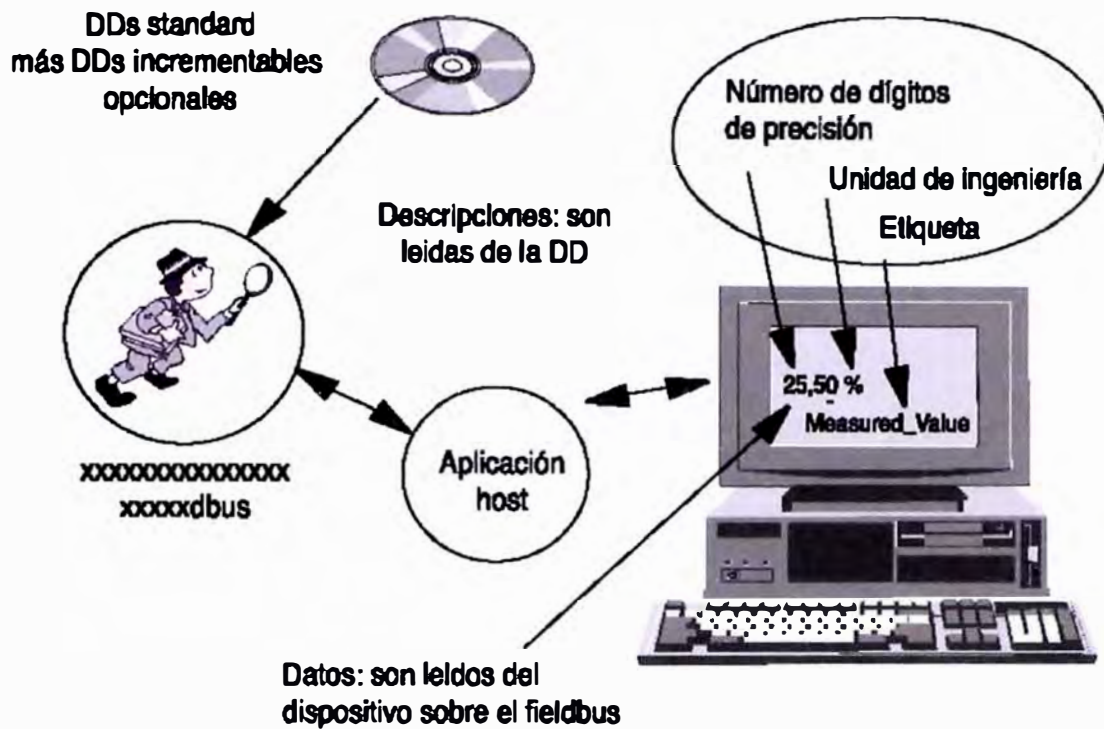


Figura 3.37: Servicio de Descripción de Dispositivos

Es posible agregar nuevos dispositivos al fieldbus simplemente conectando el dispositivo al cable del fieldbus y aportando al sistema de control u host la DD standard e incremental (si la hay) correspondientes al nuevo dispositivo (Ver Figura 3.38). La tecnología DDS permite la operación de dispositivos de diferentes proveedores en el mismo fieldbus con una sola versión del programa de interface humana del host.

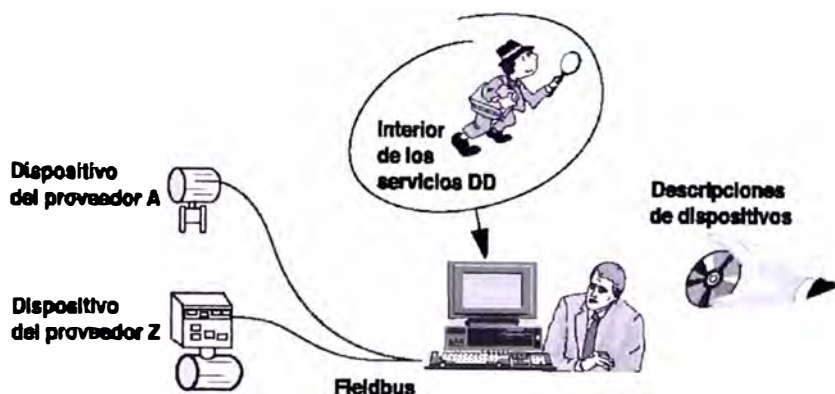


Figura 3.38: Interoperabilidad

3.5.3 Jerarquía de la descripción de dispositivos

Fieldbus Foundation ha definido una jerarquía de las descripciones de dispositivos (DDs) que facilita la construcción de dispositivos y la configuración del sistema. La jerarquía se muestra en la Figura 3.39.

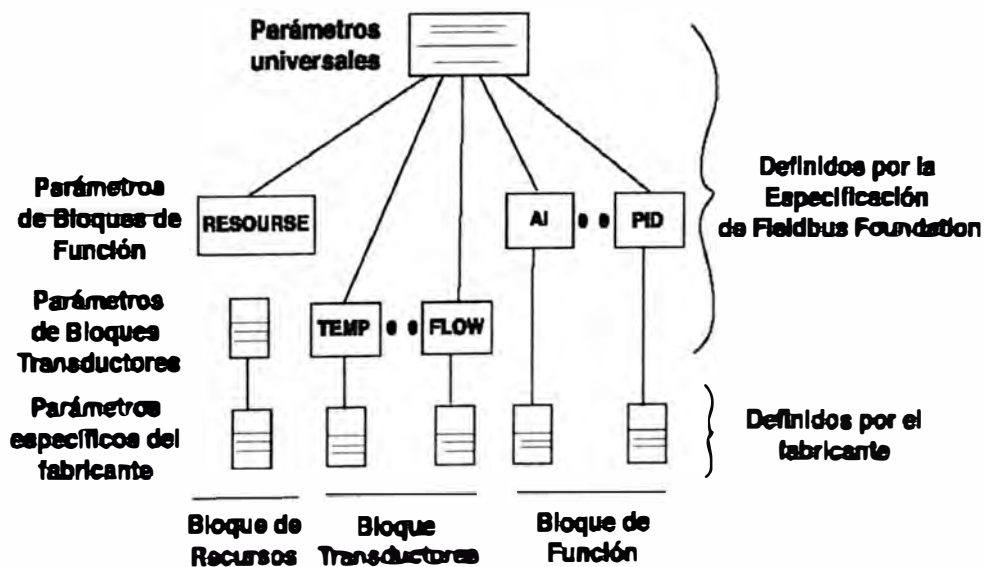


Figura 3.39: Jerarquía de la Descripción de Dispositivos

El primer nivel en la jerarquía es el Parámetros Universales, que consisten de atributos comunes como tag, revisión, modo, etc. Todos los bloques deben incluir los parámetros universales. El siguiente nivel en la jerarquía es el de Parámetros de Bloques de Función. En este nivel definen los parámetros de los bloques de función standard. También se definen allí los parámetros correspondientes al bloque de recursos standard. El tercer nivel se denomina Parámetros de Bloques Transductores. En este nivel se definen los parámetros de los bloques transductores standard. En algunos casos, la especificación de los bloques transductores puede agregar parámetros al bloque de recursos standard. Fieldbus Foundation ha elaborado descripciones de dispositivos para los tres primeros niveles de la jerarquía, conforman las DDs standard de Fieldbus Foundation. El cuarto nivel de la jerarquía se denomina Parámetros Específicos al Fabricante. En este nivel, cada fabricante está libre de agregar parámetros adicionales a los parámetros de los bloques de función y a los parámetros de los bloques transductores. Estos nuevos parámetros serán incluidos en la DD "incremental" analizada anteriormente.

3.5.4 Interoperabilidad

Cada fabricante entregará a Fieldbus Foundation un informe del test de interoperabilidad para cada dispositivo. El informe del test identifica los parámetros universales, de bloques de función, de bloques transductores y específicos al fabricante de cada dispositivo. Se usa un identificador, denominado Identificación del Fabricante, para correlacionar el tipo y revisión del dispositivo con su descripción de dispositivo revisión DD. Cualquier host que use el intérprete de DD (De iche

Description Services) será capaz de interoperar con todos los parámetros que han sido definidos en el dispositivo al leer la DD del dispositivo.

3.6 Configuración del sistema

La configuración de un sistema de fieldbus consiste de dos fases: diseño del sistema y configuración de los dispositivos.

3.6.1 Diseño del sistema

El diseño de los sistemas basados en fieldbus es muy similar al diseño de los sistemas de control distribuido (DCSs) de hoy día con las diferencias que se mencionan a continuación. La primera diferencia es en el cableado físico donde el cambio del cableado analógico 4-20 mA punto a punto al cableado de bus digital permite conectar numerosos dispositivos a un solo cable. Cada dispositivo en el fieldbus debe tener un único tag de dispositivo físico y una correspondiente dirección de red. La segunda diferencia es la capacidad de distribuir algo del control y de las funciones de los subsistemas de entrada/salida (I/O) del sistema de control a los dispositivos de fieldbus. Esto puede reducir el número de controladores de montaje en rack y equipamiento de E/S de montaje remoto que se necesita para el diseño del sistema (Ver Figura 3.40).

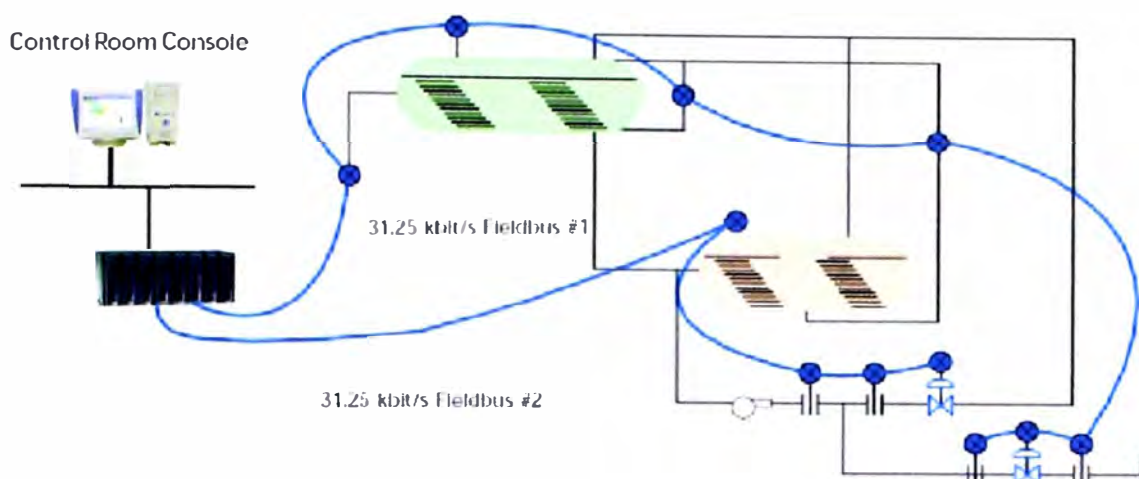


Figura 3.40: Diseño del Sistema

3.6.2 Configuración de los dispositivos

Después de haberse completado el diseño del sistema y seleccionado los instrumentos, la configuración de los dispositivos se realiza conectando juntas las entradas y salidas de los bloques de función de cada dispositivo, tal como lo requiere la estrategia de control (Ver Figura 3.41).

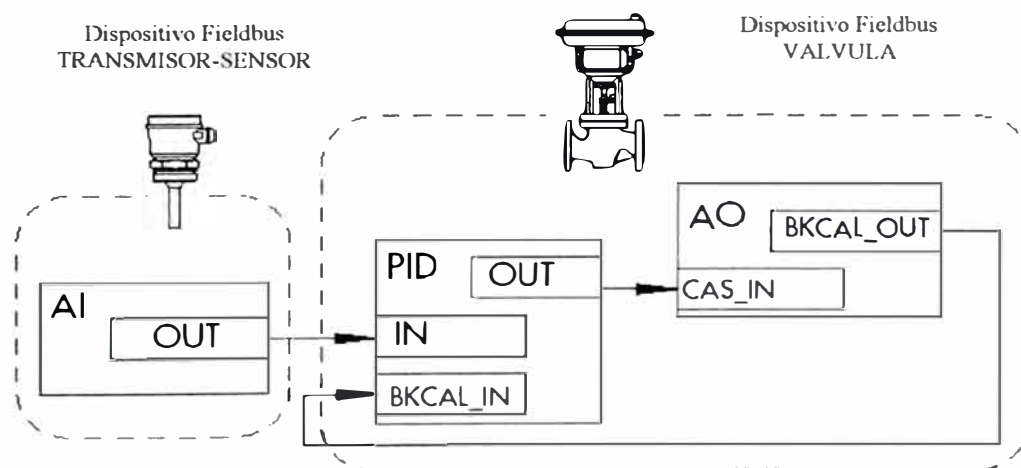


Figura 3.41: Configuración de los Dispositivos

Después de haber ingresado todas las conexiones de los bloques de función y otros ítems de configuración tales como nombres de dispositivo, tags de lazo y velocidad de ejecución del lazo, el dispositivo de configuración genera información para cada dispositivo de fieldbus. Un lazo autónomo puede ser configurado si existe un dispositivo de campo que sea Link Master. Este permite la operación continuada del lazo sin el dispositivo de configuración ni una consola central (Ver Figura 3.42). El sistema se torna operacional después que los dispositivos de fieldbus hayan recibido sus configuraciones.

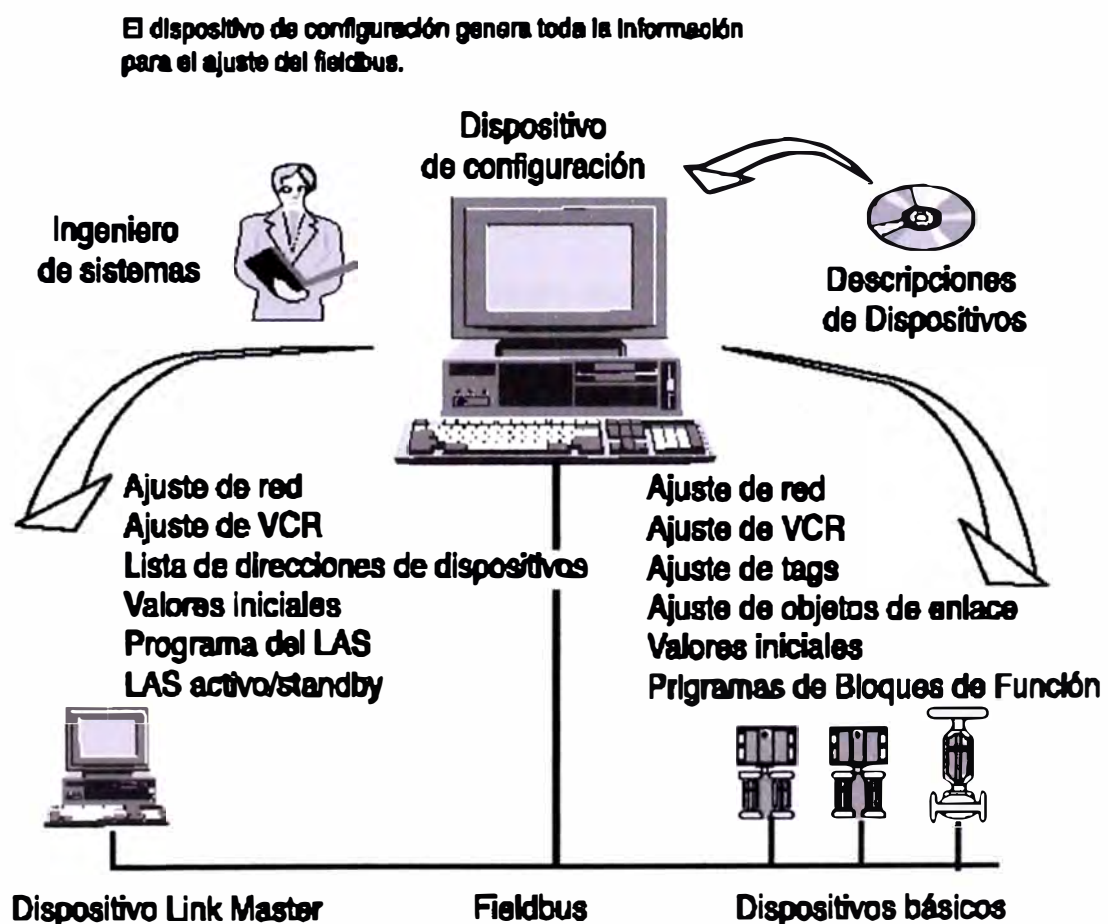


Figura 3.42: Configuración de Dispositivos

3.7 Sistema de pruebas de campo

Los beneficios de la tecnología de fieldbus pueden apreciarse directamente durante pruebas de campo en los procesos reales. En esta sección se dan los resultados de una de las pruebas. Se trata de dispositivos de fieldbus instalados en un sistema de recuperación de condensado en una planta de generación de energía.

El sistema de recuperación recibe el condensado de vapor que retorna a la planta proveniente del resto del lugar y lo devuelve dentro del sistema de tratamiento de agua (Ver Figura 3.43). El proceso consiste de dos tanques: un tanque de vaporización instantánea (flash), que contiene aproximadamente 320 litros, y un tanque de condensado de aproximadamente 75 litros. El tanque de vaporización instantánea se encuentra montado directamente encima del otro tanque.

El condensado que retorna fluye dentro del tanque de vaporización instantánea, donde la disminución de la presión vaporiza el condensado. El condensado líquido fluye hacia abajo dentro del tanque de condensado desde donde es bombeado dentro el sistema de agua de alimentación de la caldera.

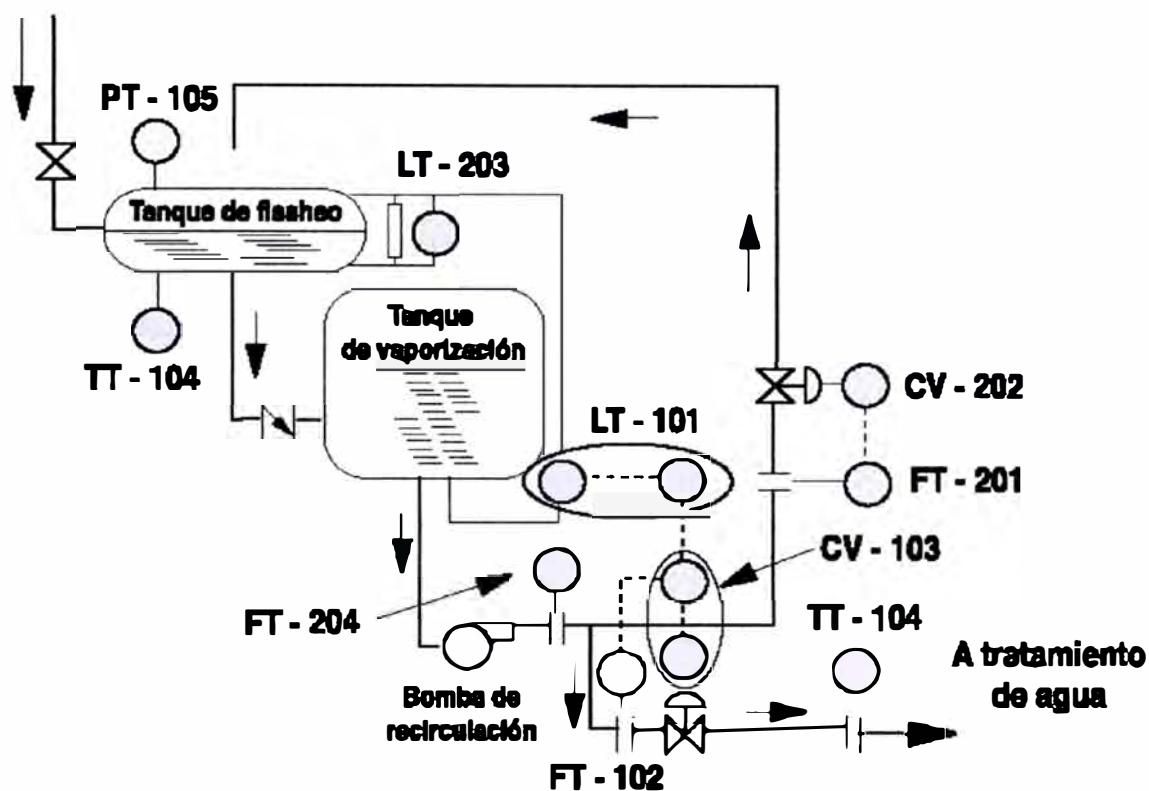


Figura 3.43: Sistema de Pruebas de Campo – Recuperación de Condensado

3.7.1 Instrumentación de prueba

Los transmisores de fieldbus instalados en el sistema incluyen:

- Nivel en cada tanque y cruzado de ambos tanques;
- Presión en el tanque de vaporización instantánea (flash);
- Caudal en el sistema de agua de alimentación de la caldera;
- Caudal total de bomba;
- Caudal de reciclo.

Las válvulas de control fueron equipadas con posicionadores digitales que fueron usados para controlar el caudal de tratamiento del agua de alimentación de caldera y reciclo. Los instrumentos fueron conectados a uno de los dos fieldbuses conectados a un sistema de control distribuido (DCS) ubicado en la sala de control de la planta de generación. La instalación usaba una combinación de cableado de par retorcido existente y cableado nuevo. Aun cuando no eran requeridas por el proceso, también se demostraron en el sistema barreras de seguridad intrínseca.

El desempeño del fieldbus fue monitoreado por analizadores de bus. El cableado fue configurado conectando los dispositivos de fieldbus a uno de dos paneles de terminales en una caja de empalmes ubicada en el equipamiento de proceso. Se usaron dos pares de alambres, un par para cada panel terminal, para conectar los fieldbuses a la sala de control. El nivel total condensado del sistema es controlado seleccionando un setpoint preferido en el PID de nivel, LIC-101, que se encuentra ubicado en el transmisor de nivel LT-101. El PID de nivel se usa como lazo primario en cascada con el PID de caudal, FIC-103, ubicado en la válvula del sistema de agua de alimentación. La recirculación del condensado, desde el tanque de condensado al tanque de vaporización instantánea, es controlado por un lazo PID adicional, FIC-202, ubicado en la válvula. La estrategia de control para este lazo en cascada está totalmente implementada en los transmisores y la válvula de caudal, tal como se muestra en la Figura 3.44.

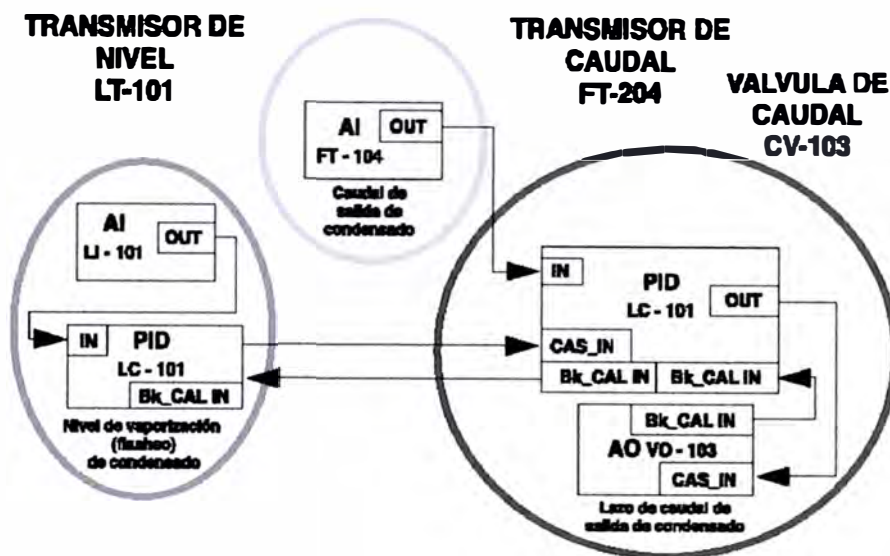


Figura 3.44: Estrategia de Control – Lazo en Cascada

3.7.2 Instalación, puesta en marcha y operación. Beneficios observados

El tendido de los cables, desde los dispositivos de fieldbus hasta el panel terminal, promediaron 28 metros de cable nuevo para cada dispositivo, mientras se usaron dos tramos de 185 metros de cable existente entre cada uno de los paneles terminales y la sala de control. Si se hubiesen utilizado dispositivos analógicos 4-20 mA standard, se hubieran necesitado diez tramos nuevos de 230 metros (28 metros desde el dispositivo hasta el panel terminal más 185 metros hasta la sala de equipos más 17 metros hasta el DCS). Los ahorros en costos de instalación se resumen en la tabla de 3.11:

Tabla 3.11: Beneficios Observados

Tecnología de cableado	Longitud de cable	Número de terminaciones roscadas
Analógico 4-20mA	2300m	120
Fieldbus Digital	510m	46
Ahorros con Fieldbus	1790m	7
Ahorros en %	78%	62%

La disminución del número de tarjetas de interface (50%), la reducción de espacio en el gabinete de equipos (consecuencia de una disminución del número de interfaces de entrada/salida) y la eliminación de los paneles de terminación se tradujeron en una reducción del 46% en los costos de equipamiento. Algunas aplicaciones podrían especificar un menor número de dispositivos por par de alambres que en el sistema de prueba. En este caso, los ahorros señalados en la tabla anterior se reducirían proporcionalmente de acuerdo a la configuración específica del cableado.

Durante la fase de comprobación, se pudo apreciar menos trabajo para confirmar la conexión correcta de los dispositivos de fieldbus. Una sola persona pudo realizar la comprobación usando la herramienta de prueba conectada al fieldbus. Con el cableado convencional de 4-20 mA, se hubiesen necesitado dos personas para comprobar cada cable y confirmar la operación de cada transmisor. Cada transmisor fue interrogado y ajustado en forma remota. Algunos parámetros de los dispositivos,

como valores de rango alto y bajo, fueron cambiados sin tener que acudir a un técnico que regule un potenciómetro en el campo.

Cuando fue desconectado un dispositivo del fieldbus, la desconexión no afectó ningún otro dispositivo en el bus. Al reconectarlo, no hubo ningún problema en reestablecer la comunicación con el dispositivo. Fueron ahorrados aproximadamente dos día-hombre de trabajo (25%) gracias a la verificación remota del cableado, a la identificación remota de los dispositivos y a la comprobación remota de la configuración de los dispositivos. También se redujo la carga de procesamiento sobre el controlador del DCS gracias a los algoritmos PID ejecutados en los dispositivos de fieldbus.

3.8 Topologías

Un aspecto importante en el diseño de un proyecto Foundation Fieldbus es determinar cómo serán instalados los equipos que formarán parte de la red. En consecuencia, se deben considerar las distancias máximas permitidas entre los equipos, o sea se debe tener a mano el plano con la vista en planta del lugar donde será implementado el proyecto para determinar así los mejores puntos para la instalación de los equipos, con el fin de optimizar al máximo el tamaño del bus (trunk) y de las derivaciones (spurs), tal como se puede observar en la Figura 3.45.

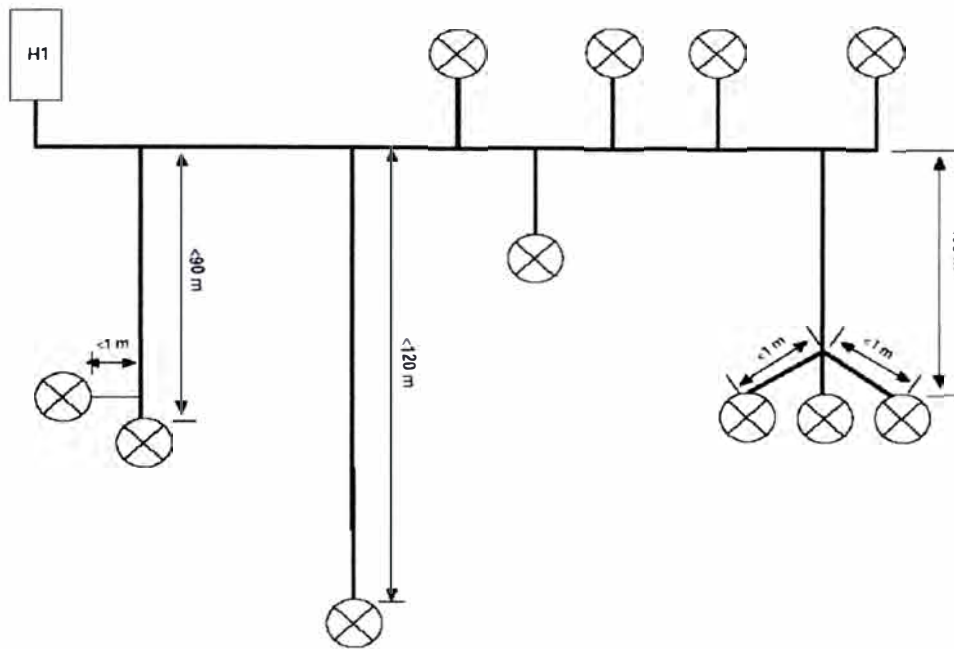


Figura 3.45: Configuración Típica de Instalación

Además de esto, también se deben considerar otras características como: número máximo de equipo conectados a una misma red (un factor limitante puede ser la fuente de alimentación que debe alimentar todos los transmisores en caso de que el bus sea energizado), la topología utilizada en la implementación de los equipos y los elementos que constituirán una red fieldbus conjuntamente con los equipos (dispositivos que permitan facilidad y agilidad cuando fuera solicitado algún tipo de mantenimiento con un determinado equipo, como por ejemplo las cajas de empalme).

Otro punto a ser analizado se refiere a la utilización de barreras de seguridad intrínseca y redundancia de los equipos. Se debe realizar un análisis preliminar de estas características en el ambiente de instalación del sistema apuntando a la mayor optimización posible en lo que se refiere a las instalaciones de los equipos (número

de equipos y longitud de cada bus) en caso de que sea necesaria la utilización de estos recursos.

Se pueden aplicar varias topologías en proyectos Fieldbus. En la Figura 3.46 se muestran 4 topologías que serán discutidas en detalle a continuación. A fin de simplificar y tornar más claros los gráficos, se omitieron las fuentes de alimentación y los terminadores.

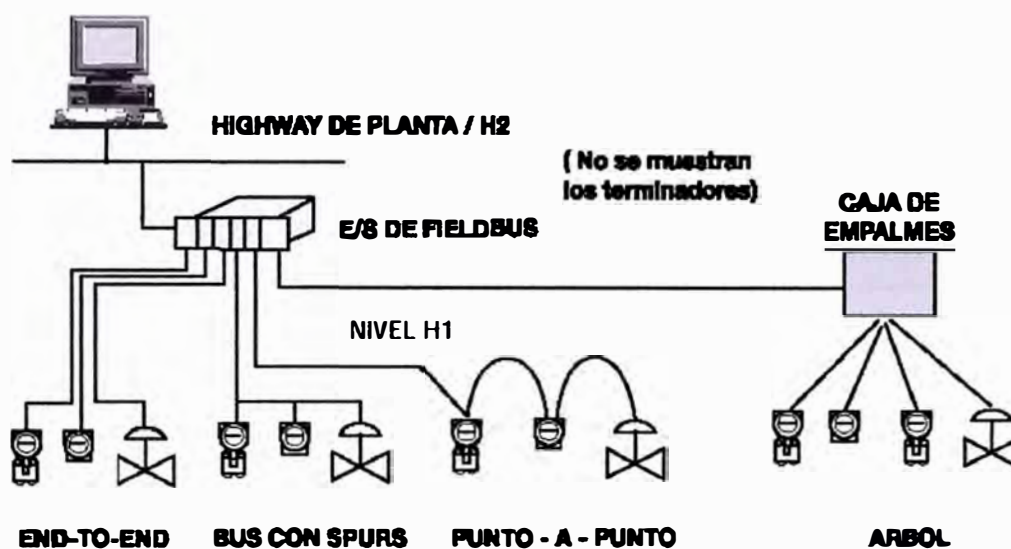


Figura 3.46: Topologías Posibles de Enlace Fieldbus

Las topologías de uso más común en los sistemas FIELDBUS son:

- Topología de bus con spurs
- Topología punto-a-punto
- Topología en árbol
- Topología "End-to-End"

- Topología mixta

3.8.1 Topología de bus con spurs

En esta topología se utiliza un único bus donde los equipos o buses secundarios (spurs) se encuentran conectados directamente al mismo. Puede haber varios equipos diferentes en cada spur (Ver Figura 3.47).



Figura 3.47: Topología de Bus con Spurs

3.8.2 Topología punto-a-punto

En esta topología se dispone de un enlace en serie de todos los equipos utilizados en la aplicación (Ver Figura 3.48). El cable FIELDBUS es enrutado de equipo a equipo consecutivamente e interconectado en las terminales de cada equipo FIELDBUS. Las instalaciones que utilizan esta topología deben usar conectores de forma que la desconexión de un simple equipo no interrumpa la continuidad del segmento.

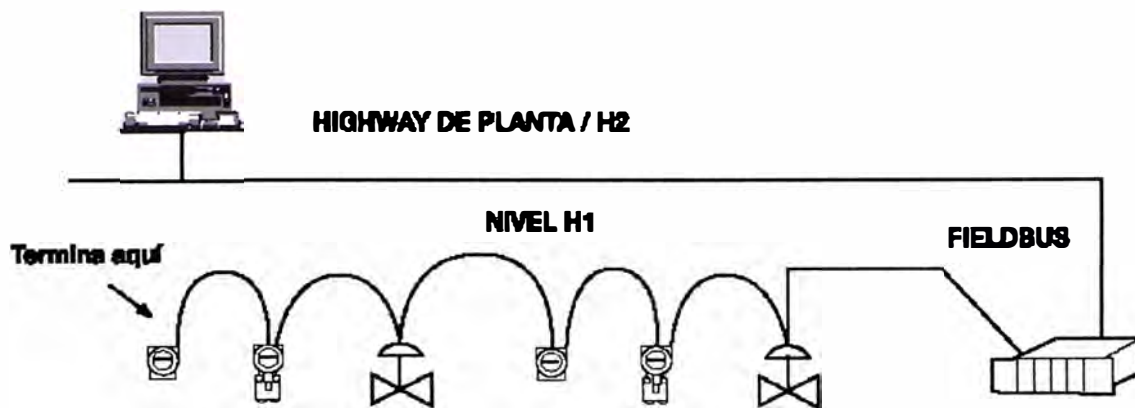


Figura 3.48: Topología Punto a Punto

3.8.3 Topología en árbol

Una topología en árbol concentra en acopladores/cajas de empalme el enlace de varios equipos. Debido a su distribución, esta topología se conoce también como "pie de gallina" (Ver Figura 3.49).

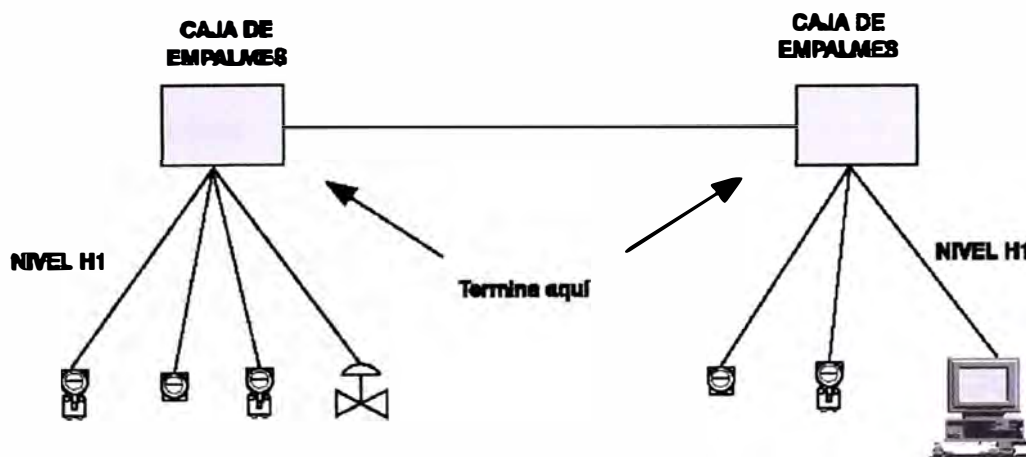


Figura 3.49: Topología en Árbol

3.8.4 Topología "End-to-End"

Esta topología se utiliza cuando se conectan directamente sólo dos equipos. Este enlace puede estar enteramente en el campo (un transmisor y una válvula sin ningún otro equipo conectado – Ver Figura 3.50) o puede conectar un equipo de campo (un transmisor) al "Device Host".

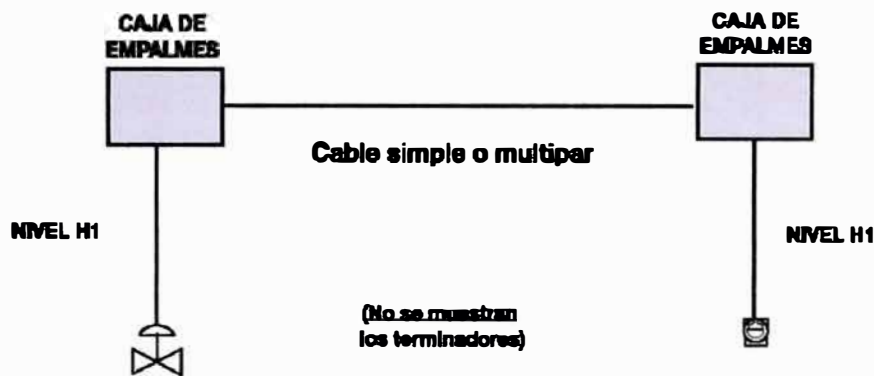


Figura 3.50: Topología End to End

3.8.5 Topología mixta

En esta configuración, las tres topologías de uso más común se encuentran vinculadas entre sí. Mientras tanto, cabe señalar que la longitud máxima del segmento debe incluir la longitud de los spurs en la longitud total (Ver Figura 3.51).

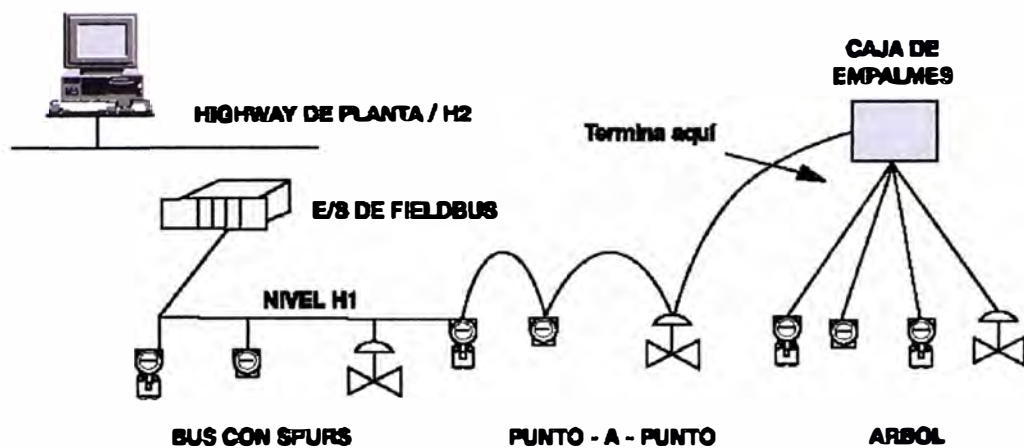


Figura 3.51: Topología Mixta

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL SISTEMA PCS DE LA PLANTA DE GAS MALVINAS

4.1 Introducción

Ya que se ha hecho una revisión general del proceso y de los protocolos de comunicación industrial existentes, dando mayor énfasis al Foundation Fieldbus; procederemos a hacer un análisis del sistema PCS instalado en la Planta de Gas Malvinas. El Sistema de Control de Procesos (PCS) tiene el objetivo principal de integrar un conjunto de sub-sistemas individuales tanto en hardware como en software para obtener un máximo rendimiento en el proceso de separación del gas natural en gas residual y líquidos de gas natural (NGL) bajo las más óptimas condiciones de seguridad. Con ello, el PCS de la Planta de Gas Malvinas, permite:

- Obtener información en tiempo real del proceso de la planta e información remota de las locaciones de San Martín 1 y San Martín 3.
- Realizar acciones de control, cambio de setpoint, cambio de parámetros de lazos de control y manejo de alarmas si las condiciones del proceso lo requieren.

- Realizar trabajos de inspección, configuración, diagnóstico, revisión y verificación de fallas del sistema de control.
- Obtener información histórica de todos los procesos (Malvinas – San Martín 1 y 3), para un mantenimiento preventivo y/o análisis de fallas.
- Registrar alarmas del proceso (Malvinas – San Martín 1 y 3).
- Garantizar la seguridad del personal y de las instalaciones a través del Sistema de Seguridad SSS (Safety Shutdown System) que posee.

4.2 Análisis y Descripción del PCS

Dada la buena experiencia por parte de Pluspetrol en la operación con sistemas distribuidos (DCS) en instalaciones tales como la Planta Vanson en el Yacimiento Ramos (Salta-Argentina) y la Planta Centenario en el Yacimiento Centenario (Neuquén-Argentina); es que apuesta por la implementación de un DCS que sea lo suficientemente flexible (Interoperabilidad) para poder permitir futuras expansiones acorde con la filosofía de desarrollo de la empresa. Es decir que el DCS debía permitir la incorporación de diferentes productos de una serie de proveedores que a la fecha existen en el mercado. Bajo estas premisas, se opta por utilizar el producto Delta V de Fisher-Rosemount y sobre este implementar todo el PCS ya que los controladores Delta V, permiten integrar instrumentación y equipos con comunicación en protocolos Foundation Fieldbus, Profibus, AS-I, serial, DeviceNet y Ethernet. Se eligió el grueso de la instrumentación de campo que esté basado en comunicación bajo el protocolo Foundation Fieldbus ya que son muy típicos en el mercado y sobre todo porque dentro del sistema tienen una característica mu

importante que es la capacidad de poder asumir el control de un segmento. Durante la ejecución del proyecto, se encargó la construcción de diferentes módulos para el proceso de Gas Natural a diversos proveedores. El sistema Delta V permite integrar estos módulos de control de otros fabricantes y de esta forma garantizar el control total de todo el proceso. En este capítulo iremos analizando cada uno de estos subsistemas que finalmente conforman este sistema híbrido del PCS en la Planta de Gas Malvinas.

El sistema de control de procesos (PCS) está basada en una arquitectura abierta (Sistema Híbrido), con tecnologías basadas en estándares. Permite la interacción de diferentes equipos y marcas. Por ser una arquitectura abierta posee una base de datos completa y centralizada capaz de compartir información en particular con sistemas de gestión de diferentes fabricantes.

Este sistema es importante porque permite mantener la estabilidad de la planta al controlar las variables de proceso dentro de un valor y/o rango permitido (set point) e interactuar con el Hombre a través de una Interface gráfica.

En la Figura 4.1 (“Diagrama de Entrada y Salidas del Sistema de Control de Procesos”), puede visualizarse las entradas que recibe el PCS y las salidas que se obtienen de él:

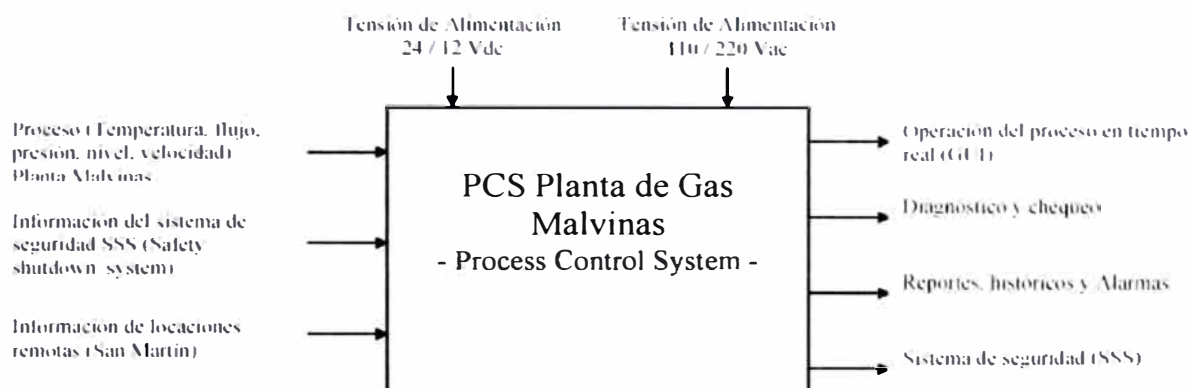


Figura 4.1: Diagrama de Entradas y Salidas del Sistema de Control de Procesos

Como entradas:

- Recibe información del proceso de la planta Malvinas, vale decir, datos de presión, temperatura, flujo, nivel de tanques, velocidad de equipos rotativos, etc.
- Recibe información de las locaciones remotas (San Martín 1 y 3)
- Recibe información del sistema de seguridad SSS (Safety Shutdown System)

Como salidas:

- Entrega información procesada para la operación del proceso en tiempo real.
- Entrega información de diagnóstico y verificación de equipos.
- Entrega información para elaboración de reportes a través de los históricos de eventos y alarmas.
- Entrega información procesada al Sistema de Seguridad SSS.

Como entradas auxiliares:

- Recibe alimentación continua 12/24 Vdc y alterna 110/220 Vac, para energizar la electrónica que existe.
- Recibe alimentación de backup de un banco de baterías y equipos auxiliares de energía (UPS).

Dada la envergadura de la Planta de Gas Malvinas, el proceso de integración se ha dividido en las siguientes sub-sistemas para un mejor entendimiento (como puede observarse en la Figura 4.2: “Diagrama Funcional de Bloques del Sistema de Control de Procesos”):

- Sub-Sistema Delta V
- Sub-Sistema de PLC's
- Sub-Sistema de Interface Hombre-Maquina (HMI)
- Sub-Sistema de Comunicaciones
- Sub-Sistema de Registradores

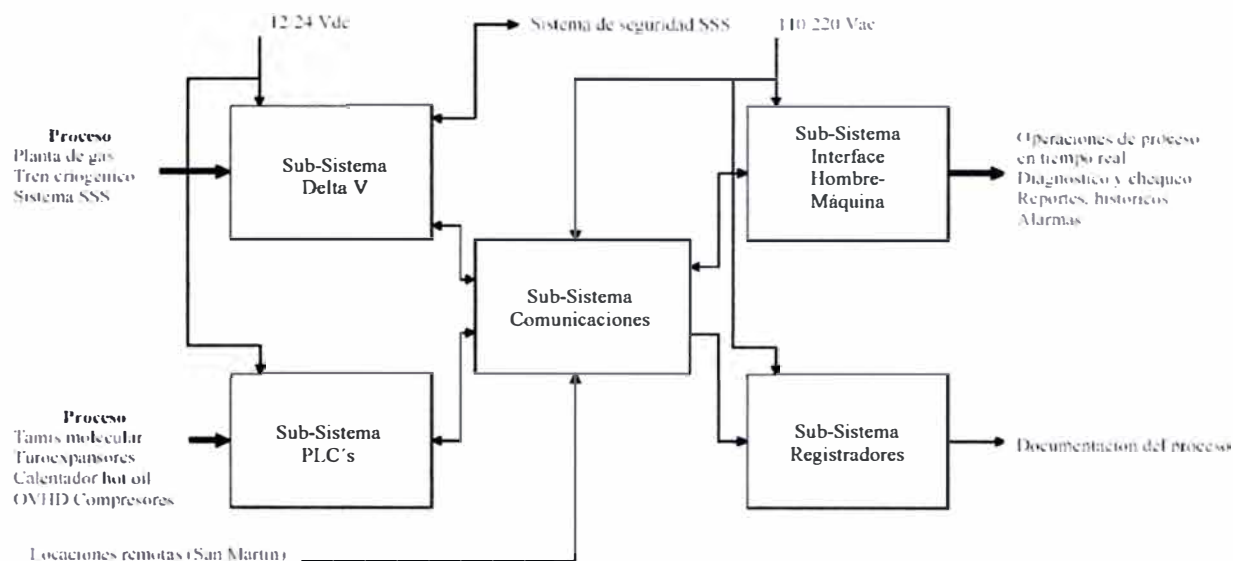


Figura 4.2: Diagrama funcional de bloques del Sistema de Control de Procesos

El Sub-Sistema Delta V es un sistema distribuido de Fisher Rosemount que controla el grueso del proceso en la Planta de Gas Malvinas. El Subsistema de PLC's está constituido de un conjunto de PLC's modelo SLC-500 de Allen Bradley quienes controlan las siguientes unidades de:

- Tamices moleculares, de la fase de Deshidratación
- Turboexpansores, de la fase de Separación Criogénica
- Hornos de Hot Oil, de la fase de Acondicionamiento Térmico
- Compresores OVHD, de la fase de Estabilización de Condensado

El Sub-Sistema de Interface Hombre-Maquina está constituido de computadoras que nos van a permitir controlar, configurar, monitorear e historizar el proceso de la Planta de Gas Malvinas de las locaciones de San Martín 1 y 3. El Sub-Sistema de Registradores está constituido por impresoras que nos permiten registrar eventos é

históricos del proceso en la Planta. Por último, el Sub-Sistema de Comunicaciones que nos van a permitir el flujo de información entre los diferentes sub-sistemas mencionados anteriormente, a la vez enviar y recibir información remotamente de las locaciones de San Martín 1 y 3 vía fibra óptica o por señales de radio.

Además, este Sistema PCS (Process Control System) contiene una Interface con el sistema de seguridad SSS (Safety Shutdown System) el cual no se tratará en el presente informe.

4.2.1 Funcionamiento del PCS

El Sistema de Control de Procesos (PCS) recibe las señales de campo procedentes de instrumentos instalados en planta, ya sea a través de la red industrial de campo (fieldbus), por lazos de corriente (4 a 20 mA) o por señales discretas tipo switch de tensión (alarmas). Estas señales llegan a los Módulos de Control Delta V y/o PLC-SLC-500 para ser procesadas (enviando información de regulación a los elementos de corrección final); y enviando simultáneamente información a la central de monitoreo (Interface Hombre-Máquina) ubicadas en la Sala de Control, obteniendo información en tiempo real del proceso de la Planta de Gas Malvinas y de las locaciones de San Martín 1 y 3. Desde aquí también podemos realizar control de sistemas y equipos como accionar válvulas de control, arranque/parada de equipos rotativos, reconocer alarmas, parametrizar lazos y realizar acciones sobre el sistema de seguridad.

A continuación, procederemos a detallar cada uno de los sub-sistemas que conforman el PCS de la Planta de Gas Malvinas

4.3 Sub-Sistema Delta V

Es un sistema de control distribuido de Fisher Rosemount que tiene como función principal el control y supervisión del proceso de la Planta de Gas Malvinas. El Sub-Sistema Delta V es un sistema electrónico que está compuesto de un Hardware y Software que se encuentran ubicada dentro de la Sala de Control, y dentro de sus características más importantes podemos citar:

- Cuenta con fuentes de alimentación tanto en la parte intrínsecamente segura, como en la parte no intrínsecamente segura; asimismo contiene fuentes redundantes.
- Contiene módulos de entrada y salida analógica y digital para sistemas de Fieldbus e instrumentación convencional (4-20mA).
- Los controladores que realizan la función de control, administran la información (data) y las comunicaciones entre diferentes subsistemas de entrada y salida, y el control de la red.
- Utiliza como equipos auxiliares fuentes de alimentación de 12/24 Vdc y sistemas de respaldo UPS.
- Estaciones de trabajo que proporcionan una Interface Gráfica de Usuario (GDU) para realizar tareas de control, monitoreo, revisión, diagnóstico, configuración entre otras.

- Un sistema de comunicación que permite el intercambio de información entre los diferentes controladores de distintas marcas, computadoras y equipos para comunicación remota.

El Sub-Sistema Delta V, está constituido de dos gabinetes para realizar el control de toda la planta conjuntamente con los sensores de proceso y los elementos finales de proceso que se detallarán más adelante. Con fines de tener una mejor organización del control, se ha sub-dividido todo el control de la Planta en dos albergando todos los controladores en dos gabinetes:

- Gabinete Planta de Gas
- Gabinete Trenes Criogénicos

En la Figura 4.3, se muestran los gabinetes en mención que se encuentran ubicados dentro de la Sala de Control Malvinas. Puede apreciarse en dicha figura, el gabinete que contiene los PLC's del Sistema de Seguridad (SSS), el gabinete que contiene los elementos de comunicación (Sub-Sistema de Comunicaciones) y los gabinetes que contiene los módulos de control de los 2 Turbo Compresores Nuevo Pignone que existen en Planta.

PLANO 05

Como se mencionó anteriormente, dentro de todo el sistema de control de planta, existen una serie de dispositivos que permiten llevar con éxito todo el control del proceso. Es por ello que se procede a detallar más adelante lo concerniente a:

- Sensores de proceso
- Elementos finales de Proceso

4.3.1 Descripción del Gabinete Planta de Gas

Abarca la instrumentación y control de las áreas de:

- Estabilización (No incluye la de los compresores OVHD)
- Retenedor de Bolsones de Líquido (Slug Catcher)
- Servicios Auxiliares (Aire de instrumentos y servicios)
- Red Contra Incendio
- Planta de Tratamiento de Agua Residual Industrial
- Planta de Tratamiento de Agua de Río
- Almacenamiento y Bombeo de NGL
- Regulación de Gas Residual

Para ello, cuenta con dos Módulos de Control Delta V denominados:

- Controlador Delta V 1 – Planta de Gas (Gas Plant Delta V Controller 1)
- Controlador Delta V 2 – Planta de Gas (Gas Plant Delta V Controller 2)

Ambos Módulos de Control Delta V vienen a conformar parte del Sub-Sistema Delta V, y se encuentran ubicados en unos gabinetes dentro de la Sala de Control (Ver Figura 4.4).

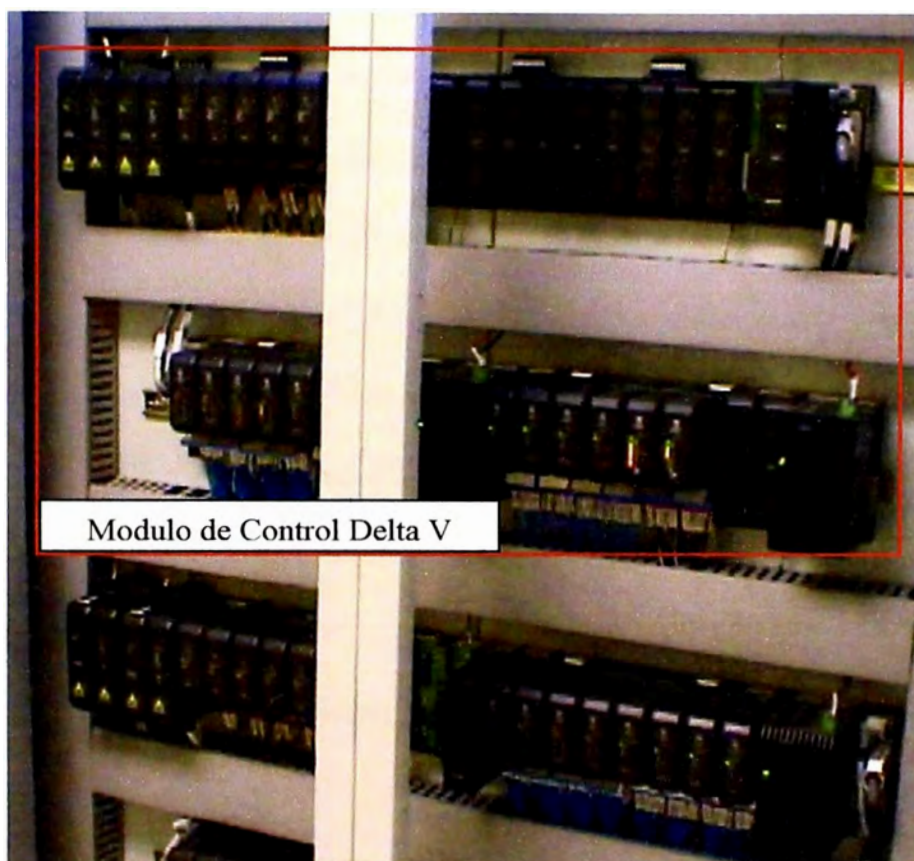


Figura 4.4: Módulos de Control Delta V

A.- Descripción del Gas Plant Delta V Controller 1

Dentro de sus características más importantes podemos citar:

- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Principal)
- Controlador MD – CPU. (Principal)
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Redundante)

- Controlador MD – CPU. (Redundante)
- 07 Interfaces de I/O fieldbus H1 (serie2) con bloques terminales (B.T).
- 09 Porta-módulos (Carrier blank cap – Slot)
- 01 Módulo aislador de bus local para instalación intrínsecamente seguro.
- 01 Extensión de cable (lado derecho) para instalación I.S.
- 02 Extensiones de cable (lado izquierdo) para instalación I.S.
- 04 Módulos de entrada digital de 16Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 04 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- Fuente de alimentación de 24Vdc. para los módulos de I/O I.S.
- 04 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 02 Módulos de entrada analógica de 8Ch. con 4 a 20 mA y B.T.
- 02 Carrier blank cap.(Slot)
- Fuente de alimentación de 24Vdc. para los módulos de I/O I.S.

B.- Descripción del Gas Plant Delta V Controller 2

Dentro de sus características más importantes podemos citar:

- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Principal)
- Controlador MD – CPU. (Principal)
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Redundante)
- Controlador MD – CPU. (Redundante)
- 06 Interfaces de I/O fieldbus H1 (serie2) con bloques terminales (B.T).
- 02 Carrier blank cap.(Slot)

- 01 Modulo aislador de bus local para instalación intrínsecamente seguro.
- 01 Extensión de cable (lado derecho) para instalación I.S.
- 04 Módulos de entrada digital de 16Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 04 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- Fuente de alimentación de 24Vdc. para los módulos de I/O I.S.
- 01 Extensiones de cable (lado derecho) para instalación I.S.
- 02 Extensiones de cable (lado izquierdo) para instalación I.S.
- 04 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 01 Módulo de entrada analógica de 8Ch. con 4 a 20 mA y B.T.
- 01 Módulo de salida analógica de 8Ch. con 4 a 20 mA y B.T.
- 01 Porta-módulo (Carrier blank cap – Slot)
- Fuente de alimentación de 24Vdc. para los módulos de I/O I.S.

El Módulo de Control Delta V es un elemento fundamental dentro de toda la estrategia de control de la Planta de Gas Malvinas, por ello se detallará más adelante.

4.3.2 Descripción del Gabinete Trenes Criogénicos

Abarca la instrumentación y el control de:

- Las dos unidades criogénicas existentes a la fecha (Tren 1 y 2)

Adicionalmente, hay que indicar que en esta área del Sub-Sistema Delta V se reciben las señales del Sistema de Seguridad de Planta (SSS) y de los PLC's CPM-9030 para el DeviceNet que permitirá una comunicación con el Centro de Control de Motores (CCM) y tener referencias sobre el estado en que se encuentran los motores de la Planta de Gas Malvinas.

Para ello, cuenta con los Módulos de Control Delta V denominados:

- Controlador Delta V 1 – Tren Criogénico 1&3 (Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 1)
- Controlador Delta V 2 – Tren Criogénico 1&3 (Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 2)
- Controlador Delta V 3 – Tren Criogénico 1&3 (Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 3)
- Controlador Delta V – Tren Criogénico 2&4 (Cryogenic Train 2&4 Delta V Controller)

Estos Módulos de Control Delta V conforman parte del Sub-Sistema Delta V y se encuentran en gabinetes ubicados en la sala de control.

A.- Descripción del Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 1, 2 y 3

Puesto que los 3 módulos de control son similares, nos referiremos solo a uno de ellos. Dentro de sus características más importantes se pueden citar:

- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Principal)
- Controlador MD – CPU. (Principal)
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Redundante)
- Controlador MD – CPU. (Redundante)
- 11 Interfaces de I/O fieldbus H1 (serie2) con bloques terminales (B.T).
- 05 Porta-módulos (Carrier blank cap – Slot)
- 01 Extensión de cable (lado derecho) para instalación I.S.
- 01 Extensión de cable (lado izquierdo) para instalación I.S.
- 01 Módulo aislador de bus local para instalación intrínsecamente seguro.
- 02 Módulos de entrada digital de 16Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 02 Módulos de entrada analógica de 8Ch. con 4 a 20 mA y B.T.
- 02 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 01 Módulo de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Principal)
- Controlador MD – CPU. (Principal)
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc.(Redundante)
- Controlador MD – CPU. (Redundante)
- Tarjeta H2 Serial Redundante (Redundant Serial Interface Card 2-Wide TB with 2 ports).

B.- Descripción del Cryogenic Train 2&4 Delta V Controller

Dentro de sus características más importantes podemos citar:

- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Principal)
- Controlador MD – CPU. (Principal)
- Fuente de alimentación de 24/12 Vdc. (Redundante)
- Controlador MD – CPU. (Redundante)
- 11 Interfaces de I/O fieldbus HI (serie2) con bloques terminales (B.T).
- 05 Porta-módulos (Carrier blank cap – Slot)
- 01 Extensión de cable (lado derecho) para instalación I.S.
- 01 Módulo aislador de bus local para instalación intrínsecamente seguro.
- 02 Módulos de entrada digital de 16Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- 02 Módulos de entrada analógica de 8Ch. con 4 a 20 mA y B.T.
- 02 Módulos de salida digital de 4Ch. cada uno para instalaciones I.S. con B.T.
- Fuente de alimentación de 24Vdc. para los módulos de I/O I.S.

El Módulo de Control Delta V es un elemento fundamental dentro de toda la estrategia de control de la Planta de Gas Malvinas, por ello lo detallaremos a continuación.

4.3.3 Módulo de control Delta V

Es una pieza clave dentro de toda la estrategia de control de la Planta de Gas Malvinas ya que va a ser quién va albergar todo el control de una serie de segmentos asociados a este; a la vez que será el nexo de comunicación con los demás elementos que conforman el Sistema de Control de Procesos (PCS). El módulo de control

dentro de cada uno de los gabinetes anteriormente mencionados, esta básicamente constituido por:

- Fuente de alimentación
- Controlador MD
- Módulos de I/O (Entrada/Salida)

La **Fuente de Alimentación**, proporciona energía eléctrica (12/24 Vdc) a la arquitectura electrónica del equipo y a las diferentes unidades de instrumentos de campo. Existe un sistema redundante en cada Módulo de Control Delta V, por lo cual existen dos fuentes de alimentación por si uno falle.

El **Controlador MD** (Ver Figura 4.5), son unidades electrónicas inteligentes ya que poseen un CPU, son montadas en el slot derecho de la base (2-wide power/controller) y se encuentran ubicadas dentro del gabinete en la sala de control. Este elemento controla a los diferentes dispositivos de campo a través de los módulos de I/O y mantiene comunicación con los diferentes elementos que conforman el PCS a través de la red HSE (High Speed Ethernet). En esta unidad se encuentra el programa del sistema de control. El sistema contempla un segundo controlador redundante, que toma el control cuando falla el primero.

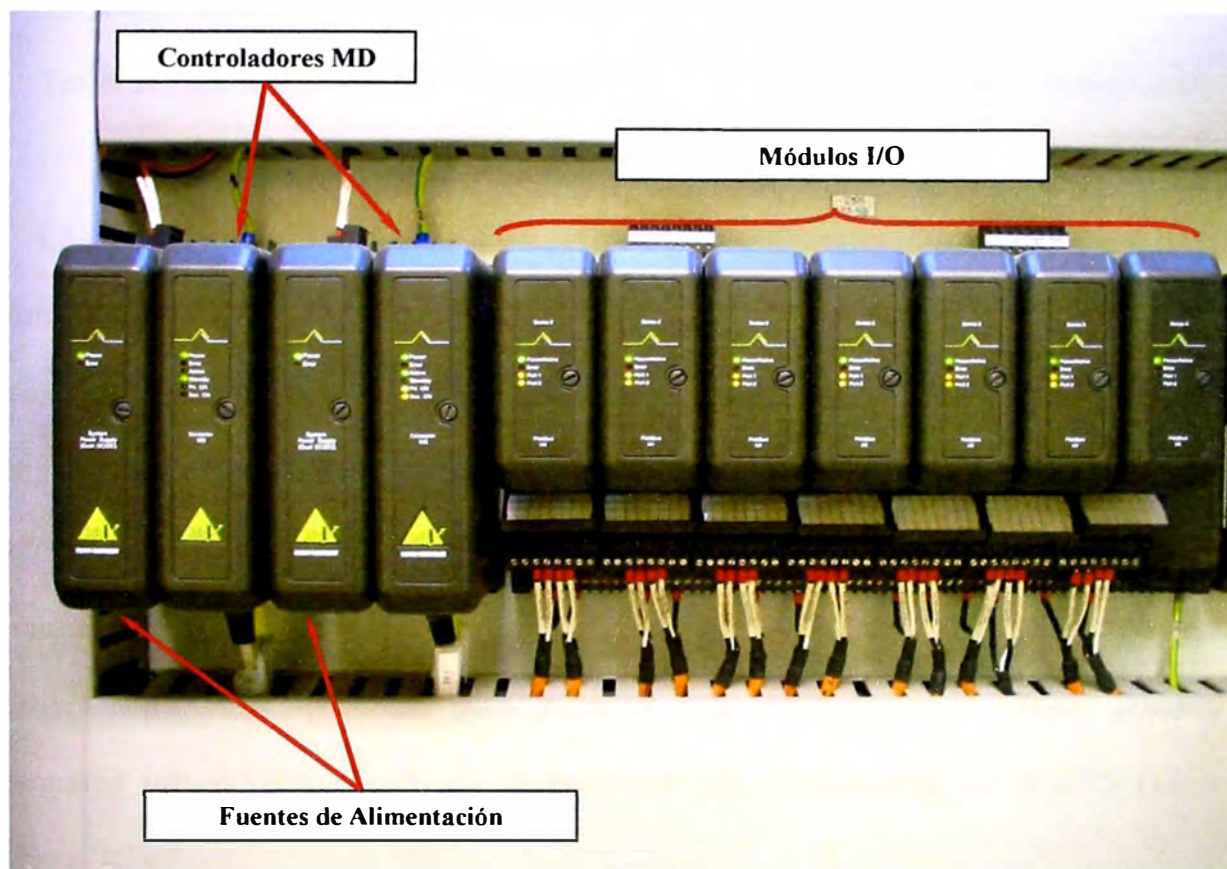


Figura 4.5: Controlador MD – Delta V y Fuente de Alimentación

El **Módulo de I/O**, son tarjetas electrónicas que permite que el controlador MD pueda interactuar con las señales del campo. Son módulos electrónicos que se van conectando al slot del Módulo de Control Delta V, se encuentran ubicados dentro de un gabinete de control y están plenamente identificados con una inscripción del modelo en la parte frontal. El Módulo de Control Delta V soporta múltiples tipos de tarjetas I/O:

- Tarjetas de entrada y salida digital I.S.
- Tarjetas de entrada y salida analógica (Hart) I.S.
- Tarjetas Seriales de 2 puertos.

- Tarjetas Fieldbus H1.
- Tarjetas Fieldbus con la serie 2 (2H1) que operan en modos simple y redundante.

Las **tarjetas Fieldbus H1** son completamente digitales (Ver Figura 4.6). El protocolo de comunicación serial es bidireccional e interconecta dispositivos tales como actuadores, sensores, dispositivos discretos y controladores en el campo. Permite generar una red de área local para instrumentos. La tecnología Fieldbus permite que dispositivos de diferentes marcas puedan conectarse al bus de comunicaciones sin perder el mínimo de funcionalidad. El protocolo de comunicación está diseñado para permitir que múltiples dispositivos puedan compartir información basada en un esquema que es ejecutada por el LAS (Link Active Scheduler).

Un dispositivo Master realiza el control cuando los dispositivos acceden al fieldbus; y es ejecutada por el LAS, el cual a su vez, sincroniza la comunicación con la ejecución de bloques de función definido en el programa.

La **tarjetas Fieldbus H1** o cualquier dispositivo de campo que soporte funciones de Link Master puede funcionar como un dispositivo Master. Solo un dispositivo Master puede ser activado en un segmento fieldbus. Ese dispositivo es llamado LAS. El módulo H1 generalmente trabaja como un Master Primario, todos los otros dispositivos Master trabajan en backup y toman el control como LAS si falla el Master primario. Cada segmento “Fieldbus” es soportado por uno solo Master Backup.

La serie de **tarjetas 2H1** soporta redundancia (Ver Figura 4.7). Una tarjeta serie 2H1 reporta su modo de operación (simple o redundante) al controlador delta V (Controlador MD, solo para series 2H1) basada en el tipo de bloque de terminal en la cual es instalado. Cuando un par redundante (un Activo y otro Standby serie 2H1) es instalado en el bloque terminal redundante H1, se reporta así mismo como opera en modo redundante. La serie de **tarjetas 2H1** asegura la comunicación ininterrumpida entre un segmento de fieldbus y el Sub-Sistema Delta V. Puede ser usada en unión con fuentes de poder redundante y protección contra corto circuitos.

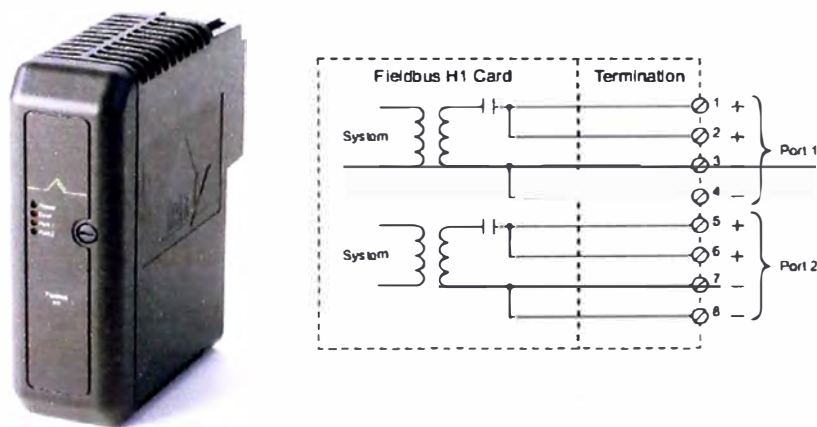


Figura 4.6: Tarjeta Fieldbus H1

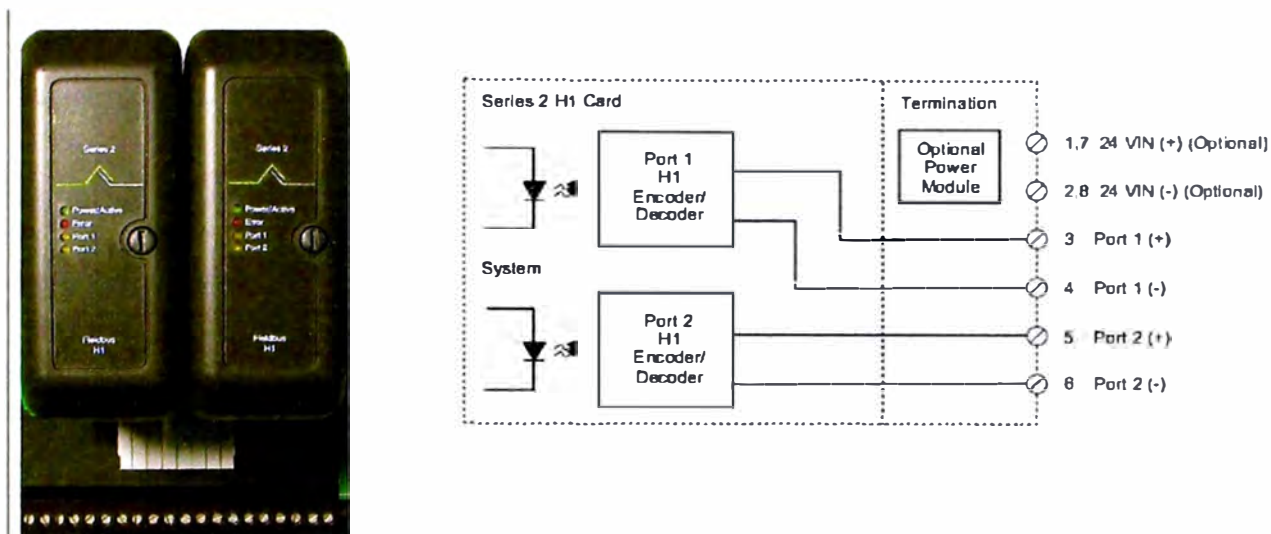


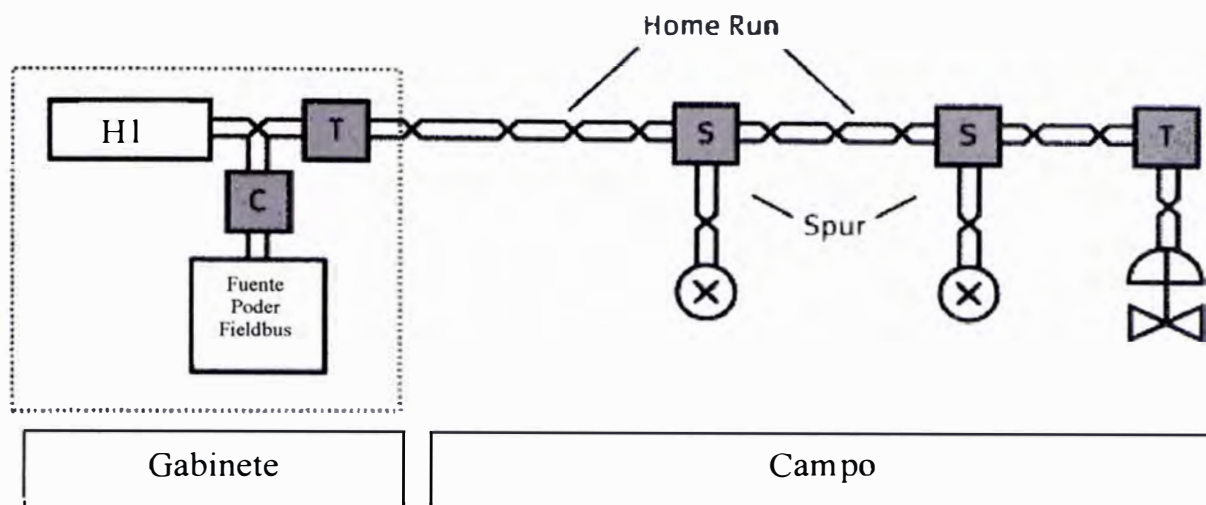
Figura 4.7: Tarjeta Fieldbus 2H1

A.- Descripción de los componentes primarios de un segmento Fieldbus

Los componentes primarios de un segmento Fieldbus no intrínsecamente seguro (non-I.S.) se listan a continuación:

- Enlace Maestro Primario – Tarjetas simples o redundantes H1.
- Fuente de poder Fieldbus
- Terminadores
- Componentes de cableado.

En la Figura 4.8 se muestra el diagrama básico de un Sub-Sistema Delta V.



C: Acondicionador de Potencia
 T: Terminador
 S: Spur

Figura 4.8: Diagrama Básico del Sub-Sistema Delta V

El **Enlace Master Primario** (tarjeta de interface HI) es el punto de inicio para la comunicación en el segmento FieldBus. El Sub-Sistema Delta V proporciona inicialización, diagnóstico, y monitoreo (run-time) para un segmento fieldbus. Dependiendo de la estrategia de control, el Sub-Sistema Delta V ejecuta el algoritmo de control o si el control reside en el dispositivo fieldbus, muestra los parámetros involucrados.

La **Fuente de alimentación fieldbus**, proporciona energía a todos los dispositivos del segmento que no están siendo alimentados así mismo. Una fuente normal de DC que se conecta directamente al segmento podría cortar la comunicación digital entre dispositivos en el segmento. Para prevenir esto, se utiliza una fuente de poder con cierta impedancia que debería ser instalado entre el sistema

y el segmento fieldbus. Una fuente de energía Fieldbus proporciona las condiciones requeridas y potencia a los dispositivos individuales. Las fuentes de energía están disponibles para aplicaciones simples, redundantes, I.S., no I.S.

El módulo de control Delta V soporta 16 dispositivos de campo por segmento, con un máximo de 350 mA por segmento.

Los **Terminadores**, balancean la impedancia en cada extremo de la línea de transmisión para asegurar una comunicación fiable (Ver Figura 4.9), ya que un segmento Fieldbus se comporta como una línea de comunicación de datos entre varios dispositivos.

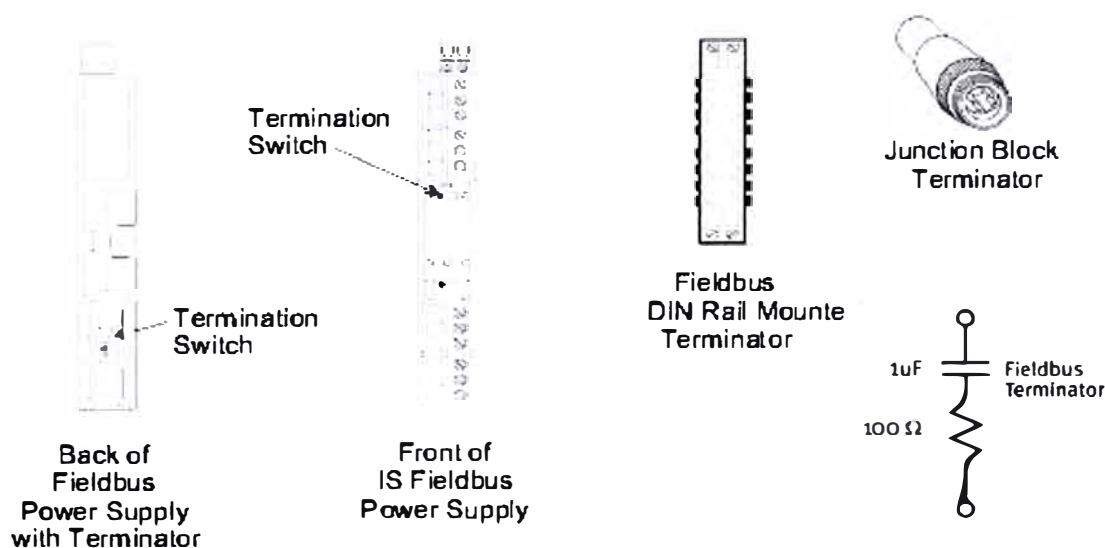


Figura 4.9: Dispositivos Terminadores

Cuando la señal viaja en un cable y encuentra una discontinuidad (como un cable roto), se produce una reflexión. Esta porción de señal que se refleja, viaja en

dirección opuesta generando ruido y por ende distorsión de la señal en el bus. Es así que el Terminador es usado para evitar la reflexión al final del cable Fieldbus. Puesto que el cable Fieldbus lleva adicionalmente energía para los instrumentos de campo, los Terminadores poseen un resistor en serie con un capacitor. El capacitor bloquea el voltaje DC pero permite el paso de señal a través del resistor.

Los **componentes de cableado**, están referidos a la familia de bloques de conexión (Junction Blocks) y componentes de conexión rápido de cables; que permiten optimizar la instalación de un segmento Fieldbus (Ver Figura 4.10).

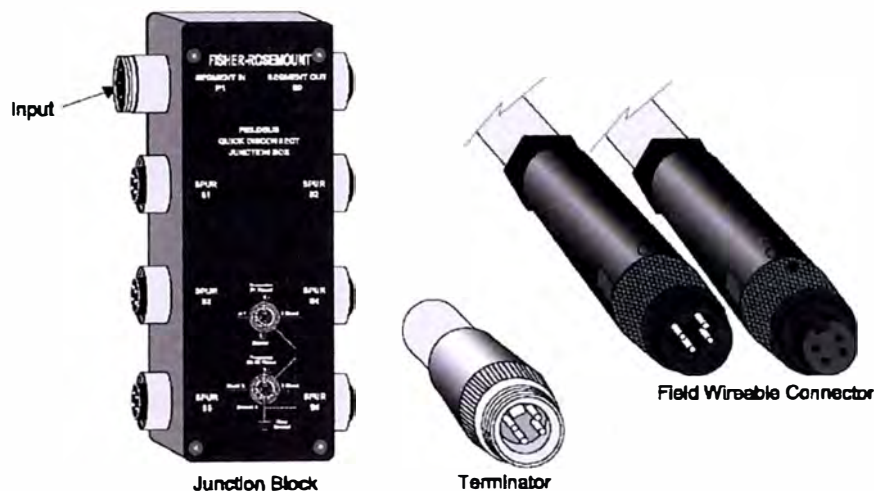


Figura 4.10: Componentes de Cableado

El tipo de cable utilizado para Fieldbus es el par trenzado, ya que reduce el ruido a través del medio comparado con el par paralelo. Adicionalmente el cable lleva una

cubierta metálica (blindaje) para hacer conexión a tierra. Los tipos de cable utilizados en Fieldbus se muestran en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Tipos de cable Fieldbus

Tipo	Descripción de Cable	Calibre	Longitud Máxima
Tipo A	Blindado, par trenzado	#18AWG (0.8mm ²)	1900m (6232 ft.)
Tipo B	Multi-par trenzado con blindaje	#22AWG (0.32mm ²)	1200m (3936 ft.)
Tipo C	Multi-par trenzado sin blindaje	#26AWG (0.13mm ²)	400m (1312 ft.)
Tipo D	Multi-cable sin pares trenzados y con blindaje externo general	#16AWG (1.25mm ²)	200m (656 ft.)

Básicamente utilizamos el Tipo A dentro de la Planta de Gas Malvinas que tiene las siguientes características:

- Calibre: 18AWG (0.8mm²)
- Blindaje: 90% de cobertura
- Atenuación: 3dB/km a 39KHz
- Impedancia: 100 ohms +/-20% a 31.25Khz

Cada instrumento que desea conectarse a un segmento lo hace a través de un bloque de conexión (Junction Block) que se encuentran agrupados en cajas a prueba de explosión (Junction Box – Explosion Probe), ubicados en toda la Planta (Ver Figura 4. 11).

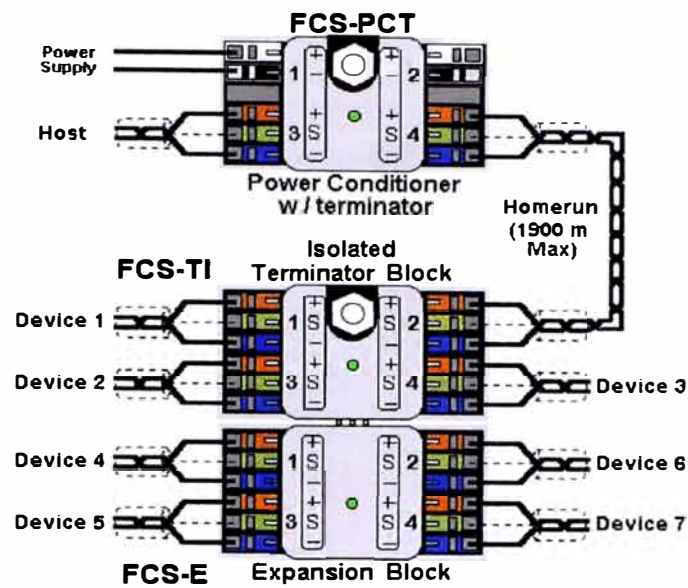


Figura 4. 11: Bloque de Conexión a partir del cual se conectan instrumentos a un segmento Fieldbus

En la Planta de Gas Malvinas existen muchas áreas que son clasificadas (Grupo IIC - IEC) por poseer una atmósfera explosiva debido a la presencia de gas é hidrocarburos líquidos. Es por ello que todo el equipamiento que involucra a la instrumentación y motores, deben ser capaces de no encender esta atmósfera explosiva. El uso de limitadores de barrera I.S. permite este tipo de protección para la instrumentación de campo Fieldbus ya que en a la fecha del estudio del Proyecto para la construcción de la Planta de Gas Malvinas, no existían tarjetas H1 Fieldbus – I.S. (ver Figura 4. 12).

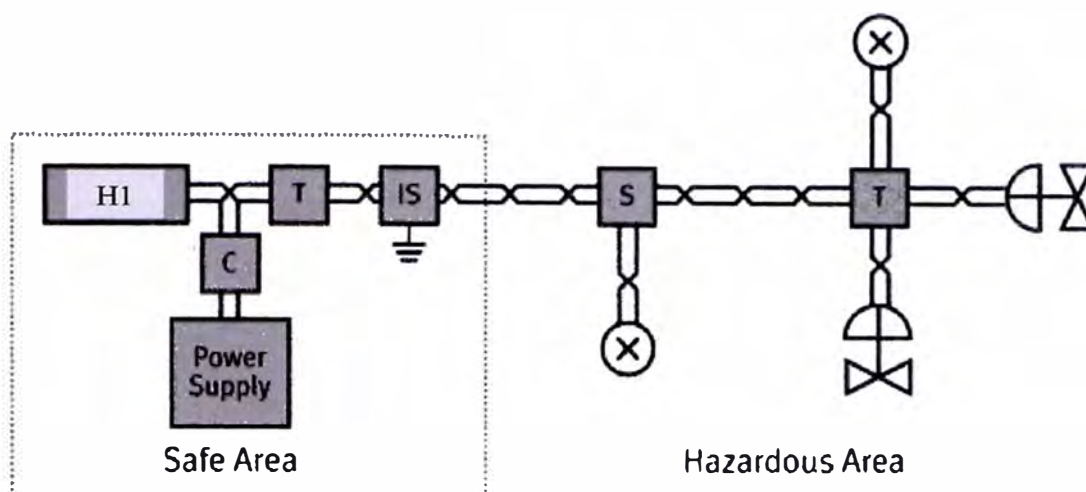


Figura 4. 12: Componentes primarios en un Segmento Fieldbus I.S.

Es por ello que en los módulos de control Delta V, la instrumentación netamente Fieldbus esta “aislada” de la instrumentación con comunicación discreta, analógica y serial que de por si contienen tarjetas I.S. Cada módulo de control Delta V esta dividido a través de un módulo aislador de bus local (Local Bus Isolator) en 2 partes plenamente identificables (Ver Figura 4. 13):

- El módulo no intrínsecamente seguro (Non-I.S.)
- El módulo intrínsecamente seguro (I.S.)

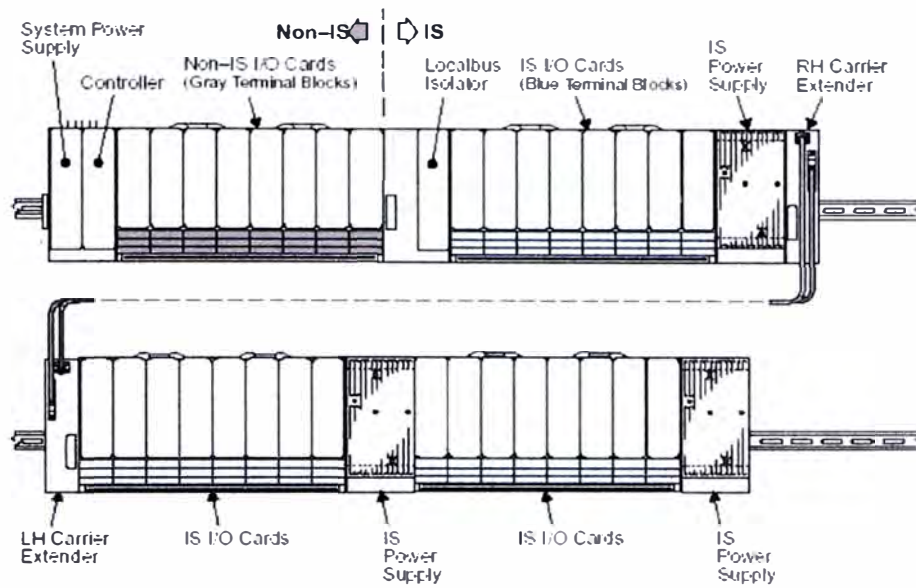


Figura 4. 13: Módulo de Control Delta V. Parte I.S. y no I.S. Incluye fuente, controlador, módulos I/O, power supply, extensores, local bus isolater.

B.- El módulo no intrínsecamente seguro

Contiene 02 fuentes de alimentación la principal y la redundante, que sirve para alimentar los equipos de campo y la electrónica instalados sólo en esta área.

Contiene los dos controladores MD (principal y redundante), que controlan todas las funciones del sistema Delta V, tanto para la parte no I.S. e I.S.

En esta área está instaladas las tarjetas de entrada y salida FieldBus H1 (de 31.25 kbits/s). Como estas tarjetas no son I.S. necesitan una barrera I.S. que se instala en el gabinete de control donde llegan primeramente las señales de campo.

Vale decir que la instrumentación de campo primeramente llega a una barrera I.S. antes de pasar a las tarjetas de entrada/salida HI. Estas barreras I.S. en nuestro caso son provistas por la empresa Hawke.

Los productos fieldbus Hawke's Router-Master Serie RM100 (Ver Figura 4. 14) usan una nueva técnica para incrementar el número de dispositivos, el cual puede ser conectado a un segmento fieldbus intrínsecamente seguro. Su característica fundamental es que divide un segmento en dos sub-segmentos, garantizando de esta forma una mayor cantidad de dispositivos conectados a una tarjeta HI.

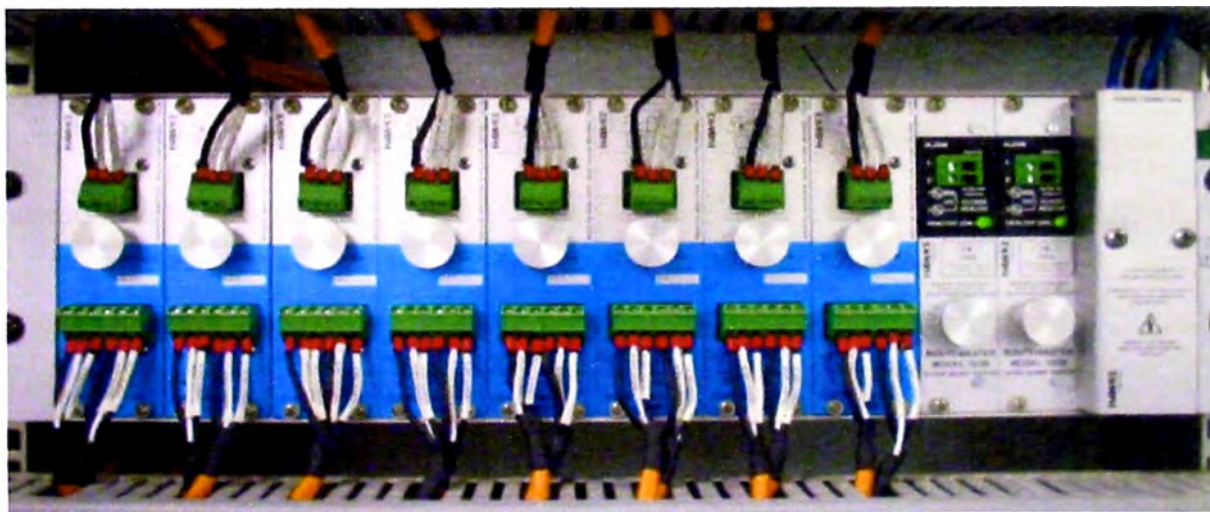


Figura 4. 14: Hawke Route-Master Serie RM100

La línea de Barreras para Foundation Fieldbus Route Master RM100 de Hawke permite sobrepasar las características de otras soluciones que limitan la corriente disponible en aproximadamente 80 mA, y por consiguiente simplifican drásticamente la instalación evitando el uso de múltiples barreras con repetidores.

Los módulos aisladores de troncal, RM102, son capaces de entregar 350 mA a los dispositivos de campo. Cada uno de los módulos tiene dos salidas que conforman dos troncales totalmente aislados en un segmento. Este aislamiento no solo limita a la mitad la corriente en cada troncal, sino que también permite aumentar la distancia del segmento (la norma FISCO recomienda una distancia por troncal de 1000 m como máximo).

El sistema RM100 de Hawke está compuesto por un rack con montaje de 19" donde se pueden instalar hasta 8 módulos aisladores, RM102, y dos fuentes lineales de alimentación, RM103, en configuración redundante. También se instala un módulo de conexión de corriente alterna RM101 (Ver Figura 4. 15).

Cada conjunto, entonces, soporta 8 segmentos intrínsecamente seguros con alimentación redundante.

Los módulos RM102 de Hawke tienen la siguiente certificación:

- [EExia] IIB [IIC] indicating safe area power supply for connection to devices in IIC
- ATEX EN50 014 / 020
- SIRA 00ATEX2090X
- Class I,II,III, Div 1 Groups C-D for connection to FM-approved devices
- Class I,II,III Division 1 Groups A/B/C/D using Hawke RM100 Series Device Coupler

Para completar cada segmento es necesario agregar un acondicionador de señal tipo MTL5995 que proveerá de tensión a la interfaz H1 Series II.

El sistema Fieldbus Rote Master de Hawke, después de extensivas pruebas llevadas a cabo en el área de Stress Test del centro de desarrollo de DeltaV, a sido aprobado por Emerson Process Management, demostrándose la total compatibilidad de los productos de Hawke con la Fieldbus Foundation.

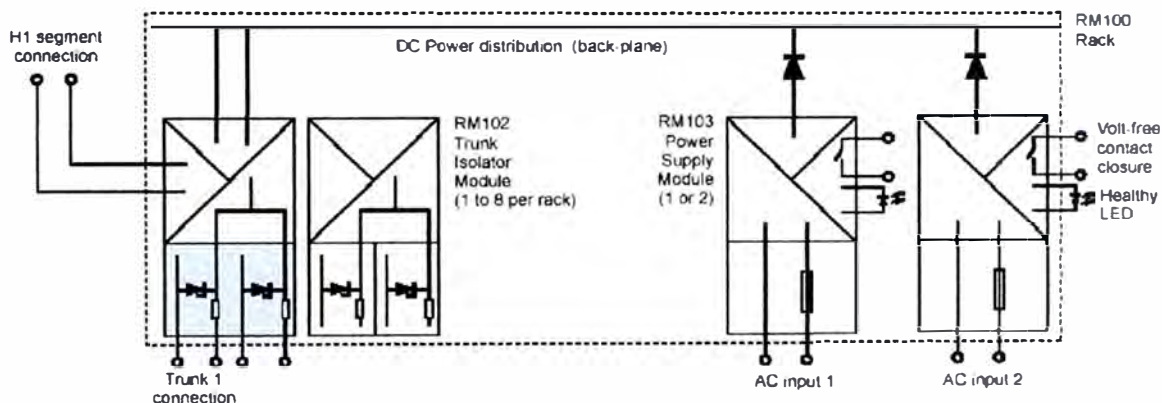


Figura 4. 15: Detalle del Hawke Route-Master RM100

Estos módulos Hawke Route-Master están alojados en los dos gabinetes de control (Planta de Gas y Trenes Criogénicos) dentro de la Sala de control. En la Figura 4. 16 se muestra el esquema de conexionado que se tiene implementado.

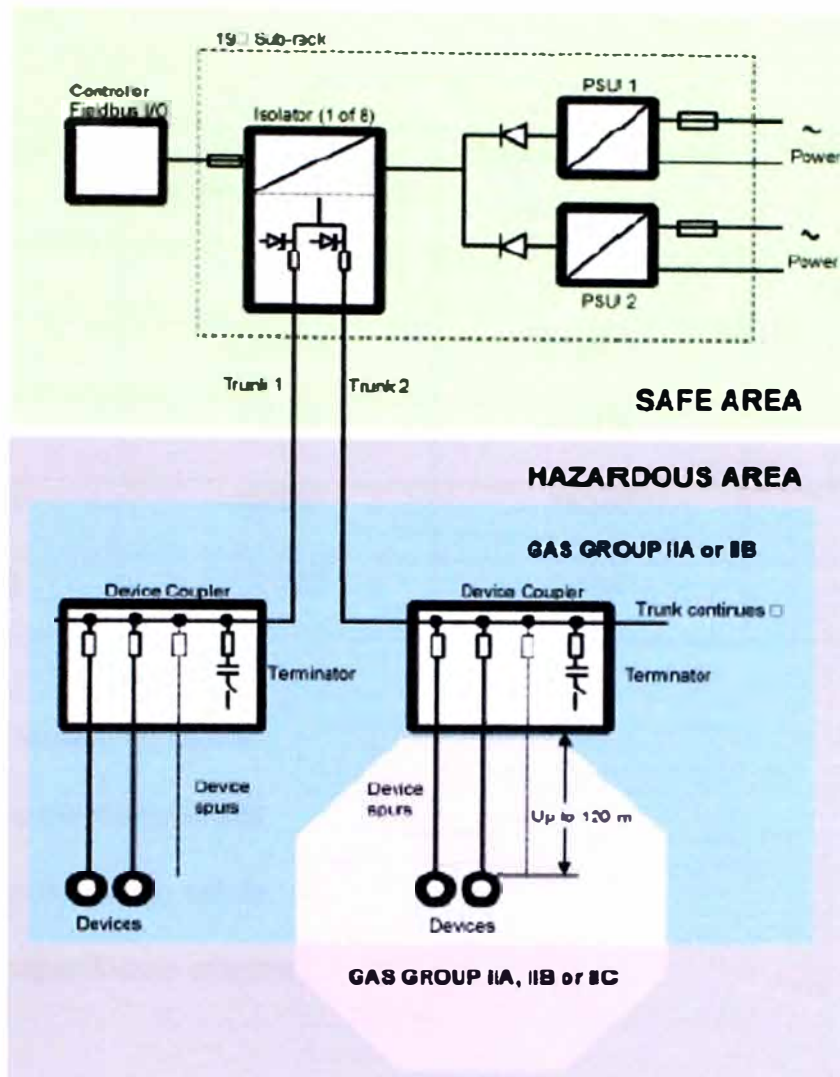


Figura 4. 16: Esquema de Conexión de un Segmento Fieldbus I.S.

En la tabla 4. 2, se muestra la comparación entre lo que estipula la norma Foundation Fieldbus para segmentos I.S. y lo que provee Hawke a través de sus barreras I.S.; con lo que podemos ver que ampliamente se usara las recomendaciones impuestas por la de la norma.

Tabla 4. 2: Comparación entre los parámetros convencionales I.S. con los que provee Hawke

Parámetro	Barrera recomendada por FF	Aislador Hawke	Junction Box Hawke
Uo	22V	18.9V	18.9V
Io	214mA	830mA	250mA
Po	1.19W	3.93W	1.15W
Co(IIC)	165nF	262nF	1.6 μ F
Co(IIB)	1.14 μ F	1.6 μ F	18.9V

Uo: Máximo voltaje de salida

Io: Máxima corriente de salida

Po: Máxima potencia de salida

Co: Máxima capacitancia externa

C.- El módulo intrínsecamente seguro

El Sub-Sistema Delta V, incluye los siguientes componentes intrínsecamente seguros:

- Módulos I/O
 - I.S. DI, 16 canales
 - I.S. DO, 4 canales
 - I.S. AI. 8 canales, 4 a 20 mA Hart.
 - I.S. AO. 8 canales, 4 a 20 mA

- Bloques terminales
 - I.S. 8 canales bloque terminal.
 - I.S. 16 canales bloque terminal.
- I.S Power supply
- I.S Local Bus Isolator
- Right and left hand carrier extender
- Carriers
 - I.S. 8-wide carrier
 - Power supply carrier
 - Isolator carrier

Es posible usar ambas tarjetas I.S y non-I.S. dentro del Módulo de Control Delta V. Sin embargo es importante separar las tarjetas I.S. de las tarjetas non-I.S. con un aislador de bus local (Local Bus Isolator) para proteger la tarjeta I.S. de voltajes dañinos. En la Figura 4. 17, se muestra el uso del aislador del bus local para interconectar módulos I.S con módulos non-I.S.

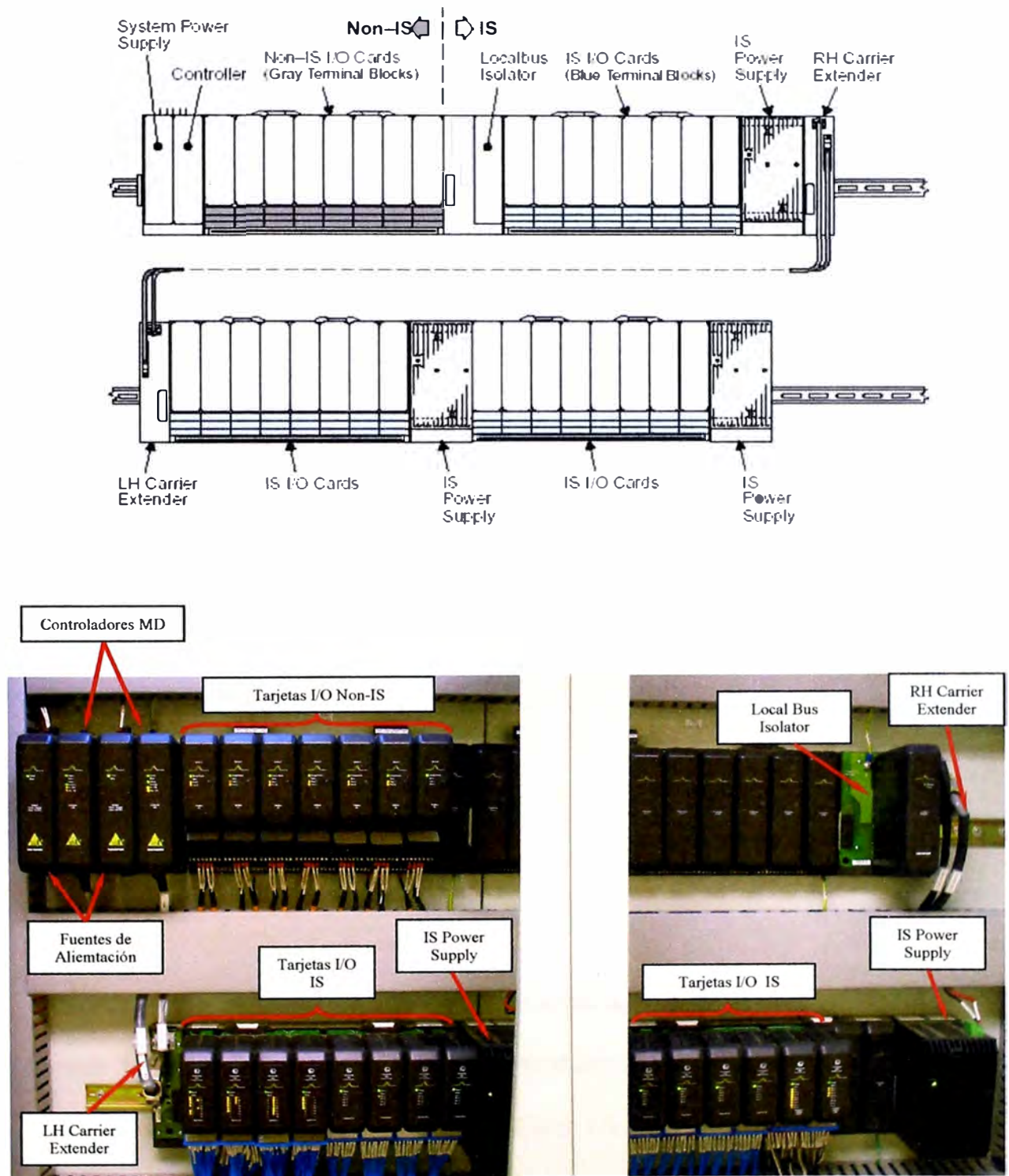


Figura 4. 17: Módulo de Control Delta V. Parte I.S. y no I.S. Incluye fuente, controlador, módulos I/O, power supply, extensores, local bus isolater.

El **Aislador de Bus Local intrínsecamente seguro** (Local Bus Isolator) separa los componentes non-I.S. (tales como tarjetas de entrada –salida) de los componentes I.S.

El **Carrier extender intrínsecamente seguro** (Carrier Extender I.S.) une dos carrier I.S. para hacer un solo sistema intrínsecamente seguro. El Carrier Extender puede ser usado para implementar un sistema alrededor de obstáculos tales como gabinetes o tuberías.

Los **Módulos de Entrada-Salida intrínsecamente seguros**, soporta los siguientes tipos de tarjetas I/O I.S.

- I.S. DI, 16 canales
- I.S. DO, 4 canales
- I.S. AI. 8 canales, 4 a 20 mA Hart.
- I.S. AO. 8 canales, 4 a 20 mA

Los **Bloques Terminales intrínsecamente seguro**, permiten conectar los cables de llegada de los instrumentos de campo a los módulos de I/O.

- 8-canales I.S. y 8 canales desconectados de lazo I.S.
- 16-canales I.S.

Los módulos de entrada y salida son los encargados de intercambiar información con equipos externos (instrumentos de campo estaciones de trabajo, controladores Delta V, equipos de otras marcas) son gestionados por el controlador MD. Para la

Planta de Gas Malvinas, el gabinete de control está constituido de los siguientes módulos de entrada y salida:

1. 13 módulos de I/O Fieldbus H1.- En estos módulos están instalados los instrumentos tipo Fieldbus. Estos módulo no son I.S. por lo que la señal pasa primero por barreras I.S. antes de llegar al control.
2. 23 módulos de entrada y salida digital, donde van instalados los switch de alarma por alto y bajo; y las señales hacia las sirenas. Estos módulos son intrínsecamente seguros por lo que la instalación es directa desde los instrumentos de campo I.S. hacia los módulos de I/O digital.
3. 04 módulo de entrada y salida digital, estos módulos son también I.S. por lo que su instalación es directa desde al campo a la sala de control.

4.3.4 Sensores de proceso

Los sensores son los elementos primarios de medición de variables del proceso, siendo algunos usados para lectura e indicación y otros para transformar la variable medida en una señal eléctrica; su función esta destinada a la medición de las variables de proceso y condiciones de proceso (Sistema de seguridad - Alarmas) de la Planta de Gas Malvinas. Dada la extensa cantidad de instrumentación empleada en la planta solo se nombrará algunos de ellos por ser ampliamente utilizadas:

- Sensores de presión
- Sensores de nivel
- Sensores de flujo
- Sensores de temperatura
- Sensores digitales (discretos)

En su gran mayoría son equipos eléctricos y/o electrónicos que proporcionan los parámetros medidos en el proceso ya sea en señal de 4 a 20 mA ó en protocolo Fieldbus. Existen sensores discretos que entregan señal eléctrica que pueden estar representadas por un nivel de voltaje de 12/24Vdc, 110/220 Vac, en base a un valor fijado (Pressure switch, sensores de vibración, switch de temperatura, no-flow, etc).

Un sensor de proceso está básicamente constituido de dos partes:

- El elemento sensor
- El transmisor

El elemento sensor está en contacto con la variable medida (Placa orificio, RTD, termocupla, turbina, etc.). **El transmisor** que convierte la señal del proceso captado por el elemento primario, en una señal estandarizada eléctrica o neumática. Los transmisores electrónicos pueden ser de tres tipos:

- **Analógicos:** Convierten la señal de proceso en señal eléctrica de 4 a 20 mA.

- **Inteligentes (Smart):** Convierten la señal de proceso en señal eléctrica y además poseen un protocolo (Hart) para funciones de configuración, inspección mantenimiento.
- **Digitales:** Convierten las señales de proceso (variable primaria, secundaria, terciaria, etc) y el status del equipo en una trama de datos (Fieldbus).

A.- Sensores de presión

La presión actúa directamente sobre la celda de presión del transmisor. Esta presión es entregada al transmisor quien la convierte en una señal analógica o digital proporcional a la presión existente; para lo cual procedemos a la calibración y parametrización del transmisor. Esta señal es enviada al Módulo de Control Delta V ó PLC.

B.- Sensores de nivel

Para la medición de nivel de líquidos en tanques abiertos o presurizados se utiliza el principio básico de medir nivel por presión diferencial. Esta presión es entregada al transmisor quien la convierte en una señal analógica o digital proporcional al nivel existente; para lo cual procedemos a la calibración y parametrización del transmisor. Esta señal es enviada al Módulo de Control Delta V ó PLC.

C.- Sensores de flujo

Para la medición de esta variable contamos con un elemento primario (Placa orificio) el cual nos mide una presión diferencial proporcional al flujo que pase por ella. Esta presión diferencial es entregada al transmisor quien la convierte en una señal analógica o digital proporcional al flujo existente; para lo cual procedemos a la calibración y parametrización del transmisor. Esta señal es enviada al Módulo de Control Delta V ó PLC.

D.- Sensores de temperatura

Para la medición de esta variable contamos con un elemento primario (RTD) que es un termistor. Son dispositivos que cambian directamente su resistencia eléctrica al cambiar su temperatura. Este cambio de resistencia se traduce en un cambio de voltaje el cual es entregado al transmisor quien la convierte en una señal analógica o digital proporcional a la temperatura existente; para lo cual procedemos a la calibración y parametrización del transmisor. Esta señal es enviada al Módulo de Control Delta V ó PLC.

E.- Sensores digitales

Para sensor las condiciones de alarma en planta normalmente utilizamos contactos (boyas, pressure switch, noflow , switch de temperatura, etc).

4.3.5 Elementos finales de proceso

Dentro de los elementos de corrección final tenemos a las válvulas de control, motores eléctricos y solenoides. Nos ocuparemos en el presente informe de las válvulas de control por ser de mayor utilización.

La válvula de control es el elemento final de regulación comúnmente utilizado en toda red de control. Es básicamente, un orificio de restricción variable y su función consiste en modular, de acuerdo con una señal procedente del Módulo de Control Delta V ó PLC, el caudal de un fluido de proceso; manteniendo el equilibrio del sistema. Básicamente está compuesto por 4 partes:

- Cuerpo de la válvula
- Actuador
- Posicionador
- Convertidor I/P

La válvula de control es un equipo mecatrónico (Mecánica, eléctrica, electrónica, neumática e hidráulica), donde el cuerpo de la válvula es generalmente de acero inoxidable. El tipo de válvula a usar depende de la aplicación existente y pueden ser de globo, mariposa y bola. El actuador de la válvula puede ser de tipo manual, eléctrico, neumático ó electro-neumático. El posicionador puede ser neumático o inteligente (con microprocesador). El convertidor I/P, es el que convierte la señal estandarizada de corriente en señal estandarizada neumática.

A.- Cuerpo de la válvula

El cuerpo de la válvula regula el caudal de paso del fluido en función de la posición del obturador, siendo ésta modificada por la fuerza del actuador. Los más utilizados son los de mariposa, bola y globo.

Las válvulas de globo de doble asiento son muy populares debido a su diseño equilibrado (las fuerzas de cierre de las válvulas son sólo ligeramente diferentes a las de apertura). Las válvulas de globo de simple asiento normalmente no son equilibradas. Se usan en tamaños pequeños donde se requiere un cierre lo más adecuado posible. Otro tipo de válvula de globo con mucho auge en los últimos años es la denominada de “jaula” debido al obturador guiado por una especie de jaula inmersa en el cuerpo de la válvula. Se usa en aplicaciones sustituyendo a las de doble asiento con alguna ventaja adicional tal como mayor capacidad de C_v (coeficiente de flujo), bajo ruido, buena estabilidad, fácil cambio de las partes internas y disminución de los problemas con la erosión. Las válvulas de bola están siendo muy usadas debido a su alto porcentaje de recuperación de presión. En muchos casos es la solución ideal para aplicaciones de control “ON-OFF”. Las válvulas de mariposa son muy usadas en servicios de altos caudales y pequeñas pérdidas de carga. Presentan alto porcentaje de recuperación de presión y bastantes fugas salvo se diseñe con asiento blando. Requieren más potencia de actuador y no presentan buenas características de control.

Las válvulas de membrana se usan principalmente en fluidos viscosos o corrosivos. El sello constituyente de la membrana evita el contacto del fluido con la partes internas. Generalmente tienen malas características de control y las membranas suelen tener corta duración.

Existen otros numerosos tipos de cuerpos (válvulas de tres vías, cuerpo partido, angular, etc.) presentando, asimismo ventajas e inconvenientes, las cuales adecuadamente sopesadas pueden posibilitar el uso de los mismos.

B.- Actuador

Una válvula de control de cualquier tipo, requiere un elemento para convertir la señal procedente del controlador o posicionador en un movimiento de vástago–obturador desde el cierre a la apertura o viceversa. Este elemento denominado actuador, motor o servomotor; tiene como misión el producir la fuerza necesaria para provocar un cambio en la apertura de la válvula. La elección de los actuadores depende de factores tales como:

- Cambio de presión a través de la válvula.
- Clasificación del lugar de instalación por presencia de gases/vapores inflamables.
- Tamaño de la válvula.
- Tiempo requerido de respuesta.
- Distancia de la válvula al controlador/posicionador.
- Mantenimiento.
- Disponibilidad del elemento motriz para operar dicho actuador.

C.- Posicionador

Permiten enviar una señal neumática o eléctrica a un actuador para posicionar el obturador de la válvula exactamente en el lugar requerido por el instrumento de control. Este accesorio es uno de los más importantes asociados a una válvula de control, puede ir de manera independiente o integrada con el convertidor intensidad/presión (I/P), recibiendo en este caso el nombre de Posicionador Electro neumático.

Originalmente, el clásico posicionador neumático tenía la función esencial de hacer la carrera de la válvula proporcional a la señal neumática proveniente del controlador y estaba basado en el principio de equilibrio de fuerzas. Una fuerza generaba la presión a través del aire sobre un fuelle y la otra la posición de la válvula sobre un muelle, cuando ambas estaban igualadas, el sistema estaba en equilibrio con el relé en posición de regulación. Se suministrarán posicionares en las válvulas de control automático de estrangulación en los siguientes casos:

- Servicios para control de temperatura.
- Válvulas con garganta Venturi, de tres vías y mariposa.
- Válvulas operadas por controladores de nivel líquido (PI)
- Válvulas de simple asiento mayores de una pulgada.
- Válvulas en servicio de rango partido.
- En trabajos de coque, engomado, pastas o viscoso.
- Válvulas de seis pulgadas o mayores, simple o doble asiento.

Las principales ventajas de los posicionadores son:

- Ayuda a la válvula a tener mejor fricción a la apertura o cierre.
- Sin importar el desbalance de fuerzas existentes en una válvula los posicionadores cierran la válvula con la señal de entrada.
- A través del uso de una leva, la relación entre la señal y el golpe de la válvula, puede ser convenientemente variada.
- La señal de control es finalizada con un pequeño cambio, incrementando la velocidad de respuesta, cuando la distancia entre la válvula y el controlador es grande.
- Generalmente alcanza gran velocidad de cierre.
- Provee un incremento o decremento de presión.
- Sujeto a las limitaciones de presión del actuador y a la disponibilidad de aire, la salida del posicionador es independiente de la señal, permitiendo con esto una mayor eficiencia en el uso de actuadores.

C.1.- Válvulas Inteligentes

Normalmente las válvulas de control convencional presentan los siguientes problemas:

- El posicionador neumático no provee una regulación muy exacta.
- El posicionador neumático es difícil de ajustar

En cambio en las válvulas inteligentes, el controlador digital de válvula (DVC-Digital Valve Controller) reemplaza al posicionador:

- El controlador digital provee una mejor regulación
- Al poseer microprocesador realiza funciones de control, diagnóstico comunicación con Host (hand held, DCS y/o PC).
- La auto calibración de la válvula se da en pocos minutos
- La válvula puede ser monitoreada, obteniendo información de la posición del vástago y la señal de entrada, así como las alarmas de estado y proceso.

En la Planta de Gas Malvinas, se disponen de muchas válvulas inteligentes, debido a estas ventajas que presentan frente a las válvulas de control convencional. En la Figura 4.18 se muestra una de ellas.

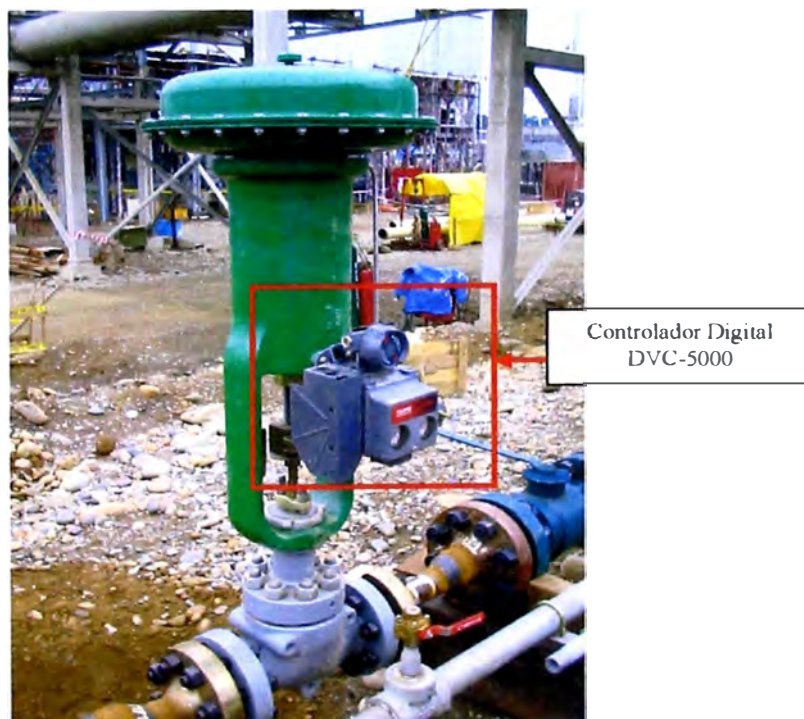


Figura 4.18: Válvula Inteligente

D.- Convertidor I/P

Las válvulas de control necesitan una señal neumática normalmente de 3 a 15 psi; las señales que entrega el sistema Delta V ó el PLC son eléctricas de allí la necesidad de utilizar dichos convertidores que convierten una señal eléctrica en neumática. Es un equipo electro neumático que convierte la señal eléctrica en señal neumática o viceversa. La señal eléctrica puede ser del tipo analógico (4 a 20 mA) o digital (Fieldbus). Consiste en un transductor que convierte la señal eléctrica en neumática.

El Módulo de Control Delta V ó PLC, envía una señal eléctrica (señal analógica de 4 a 20 mA o señal digital – fieldbus); esta señal de corrección (control) no puede directamente accionar la válvula, puesto que esta se acciona neumáticamente por lo que requiere un convertidor de señal eléctrica a señal neumática. Los valores estándares que se utilizan son los siguientes:

- Señal eléctrica de 4 a 20 mA.
- Señal neumática de 3 a 15 psi

Cuando la señal eléctrica es digital (Fieldbus) la información de los 4 a 20 mA, está inmersa en la trama de información que le envía el Módulo de Control Delta-V.

4.4 Sub-Sistema de PLC's

Durante la etapa de construcción de las instalaciones, se encargó a diferentes proveedores la construcción de ciertos módulos para el proceso del Gas Natural.

Estos módulos son:

- Tres módulos de hornos de aceite térmico (Hot Oil)
- Dos módulos de Turbo-Expansión
- Dos módulos de Deshidratación
- Tres módulos de Compresión de Gas de Reciclo

Cada uno de estos módulos tiene como elemento de control, un PLC SLC-500 de Allen Bradley que se encuentran alojados en gabinetes a prueba de explosión (Explosion Probe) en la misma área de proceso. La integración de algunos de estos módulos al PCS es directamente a través de los puertos de comunicación Ethernet que disponen. Salvo el caso de los tres módulos de hornos de aceite térmico (Hot Oil) ya que sus PLC tienen puerto Serial. Es así que la comunicación con ellos es a través de una estación de aplicación OPC que se detallará más adelante.

4.5 Sub-Sistema de Interface Hombre-Máquina (HMI)

Son sistemas informáticos conectados en red, que nos permiten la interacción con el hombre a través de una Interface gráfica amigable. Estos equipos informáticos (constituidos por computadores que están cargados con software de acuerdo a su función) reciben información procedente de los Módulos de Control Delta V PLC's,

Sistema SSS y estaciones remotas; las procesan y nos entregan información con un entorno amigable sobre las condiciones operativas en las que se encuentra la planta y poder ejecutar los servicios de configuración, operación, diagnóstico, chequeo, control entre otros. Está compuesto de las siguientes estaciones:

- Estaciones de Ingeniería Profesional Plus
- Estaciones de Ingeniería Profesional
- Estaciones de Operador
- Estaciones de Aplicación como servidor de históricos
- Estaciones de Aplicación como servidor OPC

Estas estaciones se encuentran ubicadas en la Sala de Control (Ver Figura 4.19).

4.5.1 Estación de Ingeniería Profesional Plus

Aquí reside la configuración de la base de datos del Sistema Delta-V. Esta Base de datos orientada a objetos es el contenedor para toda la configuración del Delta-V. Es una base de datos fuera de línea ya que no necesariamente tiene que estarlo para que el control del sistema funcione correctamente. Esta estación de trabajo está dimensionada para trabajar con un determinado número de DST's (Device Signal Tags) del sistema. El Profesional Plus para este sistema es de 2500 DST's. La estación de Ingeniería Profesional Plus incluye las siguientes herramientas:

- Configuración del Studio Suite.- Un conjunto de herramientas de configuración como el Delta V Explorer, Control Studio, etc.

- Incluye el sistema AMS.- para la configuración, calibración y organización de los dispositivos Fieldbus.
- Análisis histórico de data para manejar 250 parámetros.
- Se puede testear módulo en línea sin afectar la operación.
- Se puede diagnosticar y detectar fallas a todo el Sistema Delta –V.
- Interface de operador

Las características en hardware de esta estación son:

- Precision WS340 Workstation
- Pentium-4 1.7GHz (min) CPU
- Single 21-inch Monitor, Dual Monitor Capable
- 18G (min) Drive
- 512 MB RAM
- 20/48X (min) CD Drive
- Redundant Control Network Ports, 3rd Ethernet Port
- T ape Backup Unit

4.5.2 Estación de Ingeniería Profesional

Esta estación tiene las mismas funciones que la estación de Ingeniería Plus excepto que no tiene la configuración de la Base de Datos. Las características en hardware de esta estación son:

- Optiplex GX260 Minitower PC

- Pentium 4 2.26GHz (min) CPU
- 21-inch Monitor
- 40G (min) Drive
- 512 MB RAM
- CDRW Drive
- Redundant Control Network Ports; Additional Ethernet Port

4.5.3 Estaciones de Operador

Son 04 estaciones de operador para las instalaciones de la Planta de Gas Malvinas.

Las estaciones de operador incluye las siguientes herramientas:

- Análisis histórica de data para manejar 250 parámetros.
- Interface de operador para 2400 DST's
- Monitoreo histórico del proceso.

Las características en hardware de esta estación son:

- Optiplex GX260 Minitower PC
- Pentium 4 2.26GHz (min) CPU
- 21-inch Monitor
- 40G (min) Drive
- 512 MB RAM
- CDRW Drive
- Redundant Control Network Ports; Additional Ethernet Port

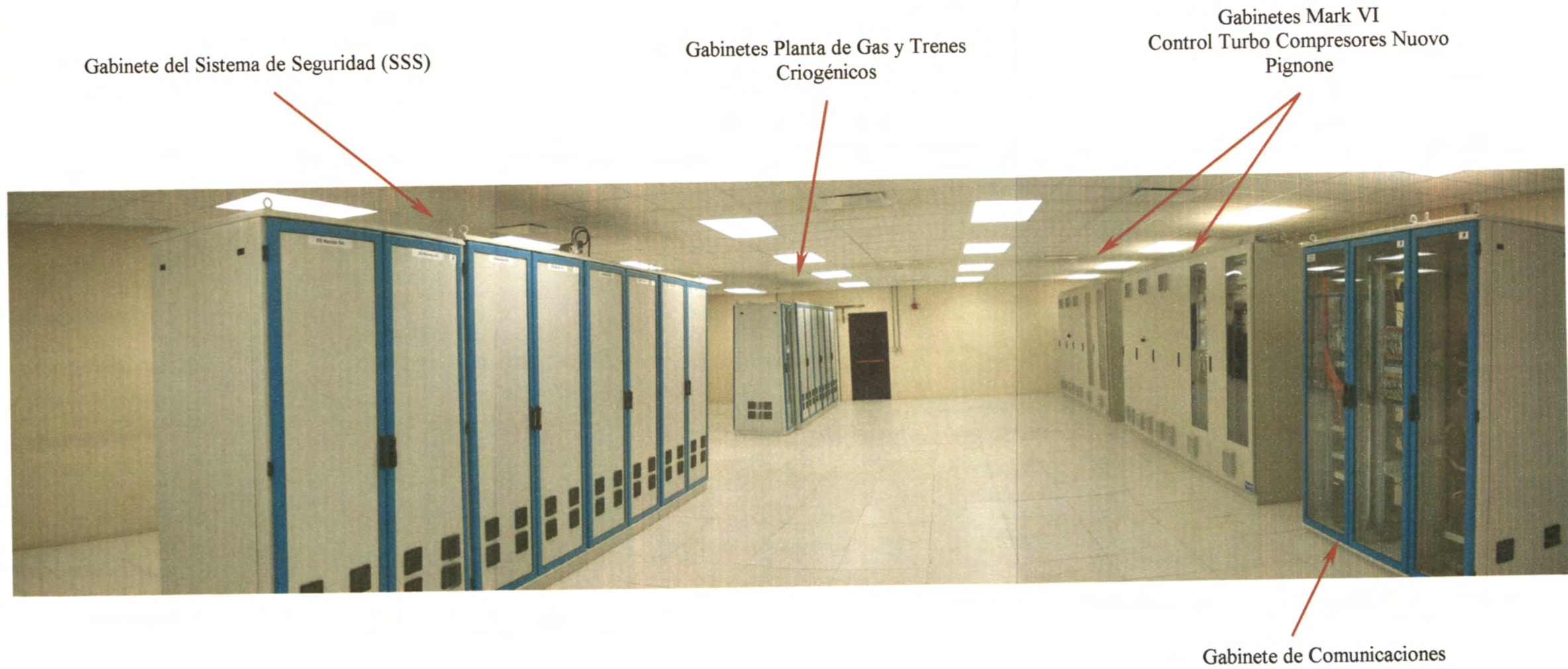


Figura 4.3: Gabinetes en Sala de Control

4.5.4 Estaciones de Aplicación como servidor de históricos

Una estación de trabajo de aplicación es usada como un consolidado de la base de datos histórico del sistema Delta V. La estación de aplicación está licenciada para 1250 parámetros de data histórica y posee las siguientes herramientas:

- Análisis histórica de data para manejar 250 parámetros mas un escalamiento de 1000 parámetros
- Enlace con el Excel.
- Servidor OPC para 250 valores de data.

Las características en hardware de esta estación son:

- Precision WS340 Workstation
- Pentium-4 1.7GHz (min) CPU
- Single 17-inch Monitor
- 18G (min) Drive
- 512 MB RAM
- 20/48X (min) CD Drive
- Redundant Control Network Ports, 3rd Ethernet Port
- Tape Backup Unit

4.5.5 Estación de Aplicación para el servidor OPC

Una segunda estación de aplicación es un servidor OPC para el sistema Delta – V. El OPC (OLE para el Control de Procesos) es una especificación técnica no

propietaria definida por la entidad OPCFoundation y consiste básicamente en un Sistema de Interfaces Estándar basado en OLE/COM de Microsoft”; con OPC es posible interoperar dispositivos industriales con sistemas de información o aplicativos de escritorio. En otras palabras, el OPC permite desarrollar de una manera muy práctica y eficiente aplicaciones que pretendan comunicarse con equipos industriales controlados por PLCs. Las posibilidades que nos permite el OPC son:

- **Acceder a datos en línea:** La lectura y la escritura eficiente de datos entre una estación central y un dispositivo de control de procesos se puede realizar de forma flexible y eficiente.
- **Control de alarmas:** El OPC provee mecanismos para que sus clientes sean notificados de la ocurrencia de acontecimientos y de condiciones de alarmas especificadas.
- **Acceso a datos históricos:** El OPC permite la lectura, procesamiento y corrección de datos históricos con un eficiente motor de acceso.

Con la arquitectura OPC se aprovechan las ventajas de la interfaz COM para ampliar su funcionalidad. La especificación OPC incluye lo siguiente:

- Interface COM/DCOM para ser usada por clientes Locales o Remotos.
- Referencias a la Interface de Automatización OLE.

Un cliente OPC puede conectarse a servidores OPC de uno o varios proveedores. Se puede construir un cliente con una Interface personalizada, para lo cual se puede usar un lenguaje de alto nivel como Visual C++, pero los clientes más comunes e

construyen bajo una interface automatizada que puede ser desarrollada en lenguajes como Visual Basic 6.0, Delphi y recientemente .NET gracias a COM-Interop.

La Figura 4.20, representa el funcionamiento del OPC con las interfaces personalizada y automatizada.

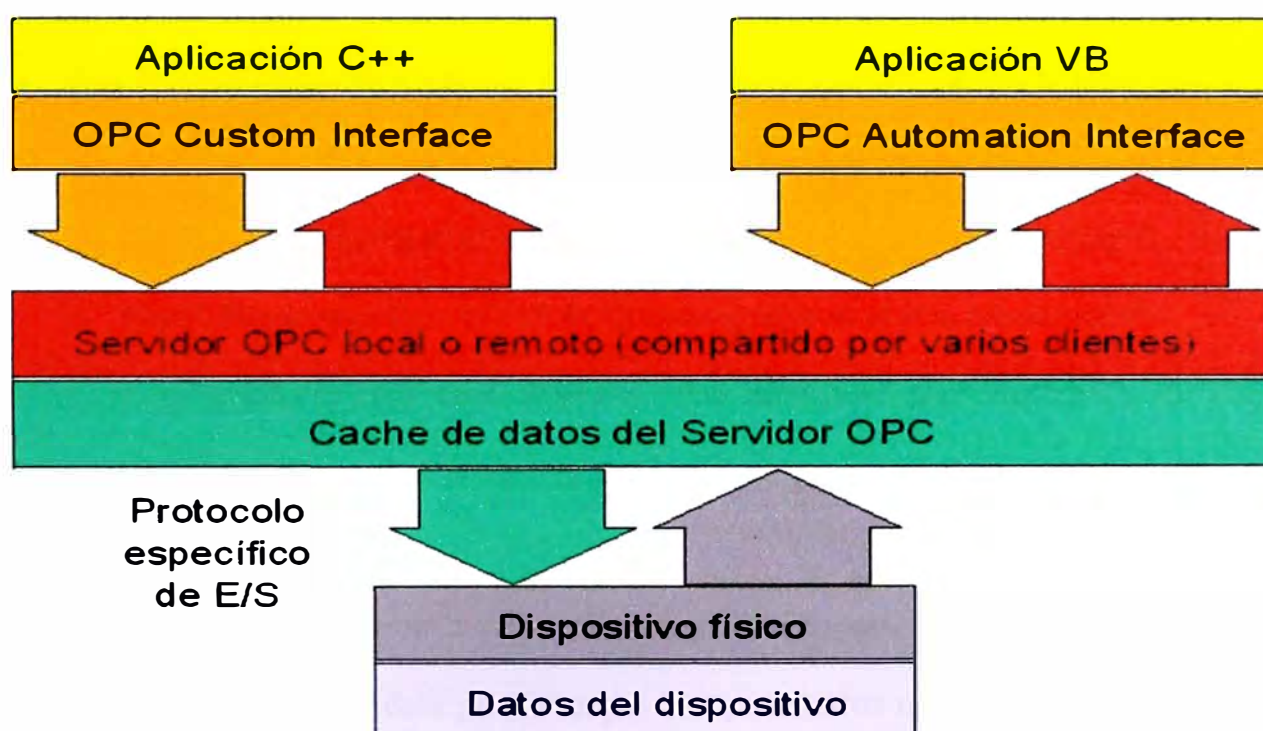


Figura. 4.20: Funcionamiento e Interfaces de OPC

Para nuestro caso, este servidor OPC está conectado a través de un Multipuerto Serial a los siguientes equipos:

- **Hot Oil Heaters PLC** (PLC de la lógica de control del arranque de los 3 hornos de aceite térmico Hot Oil). Estos son 3 PLC's Logix SLC-500 de Allen Bradley conectados serialmente.

- **Flow Computer FQ-5700A** (Computador de Flujo Ultrasónico del Gas Residual para venta). Es un computador marca Daniel AGA9.
- **Flow Computer FQ-5700B** (Computador de Flujo Ultrasónico del Gas Residual para venta). Es un computador marca Daniel AGA9.
- **Gas Chromatograph AE-5710**. Es un cromatógrafo marca Daniel que determina la cromatografía del Gas Residual para venta.
- **Gas Chromatograph Cabinet**. Es un computador que administra la información obtenida de 3 cromatógrafos marca AIC que se encuentran en Planta:
 - **Gas Chromatograph AE-3750**. Cromatografía en el tren criogénico #1.
 - **Gas Chromatograph AE-3950**. Cromatografía en el tren criogénico #2.
 - **Liquid Chromatograph AC-2100**. Que determina la cromatografía de los líquidos en el fondo de la torre estabilizadora en la unidad de Estabilización.

Adicionalmente, esta estación tiene como características:

- Análisis histórica de data para manejar 250 parámetros mas un escalamiento de 1000 parámetros
- Enlace con el Excel.
- Servidor OPC para 1000 valores de data.

Las características en hardware de esta estación son:

- Optiplex GX260 Minitower PC
- Pentium 4 2.26GHz (min) CPU
- 17-inch Monitor
- 40G (min) Drive

- 512 MB RAM
- CDRW Drive
- Redundant Control Network Ports; Additional Ethernet Port

4.6 Sub-Sistema de Comunicaciones

Permite la comunicación entre los diferentes sub-sistemas localmente y remotamente para el control y monitoreo del proceso. Son equipos electrónicos (Hub, Switch, Radio Módem), medios de transmisión (Fibra óptica, par trenzado), convertidores (F.O. a RJ45) que permiten con un grado de confiabilidad la transferencia de información entre diferentes sub-sistemas. El sub-sistema consiste en dos enlaces:

- Sistema de comunicación en Planta de Gas Malvinas.
- Sistema de comunicación remota

En la Figura 4.20 puede apreciarse las interconexiones entre todos los sub-sistemas que conforman el PCS de la Planta de Gas Malvinas y lo propio con mayor detalle en la Figura 4.21.

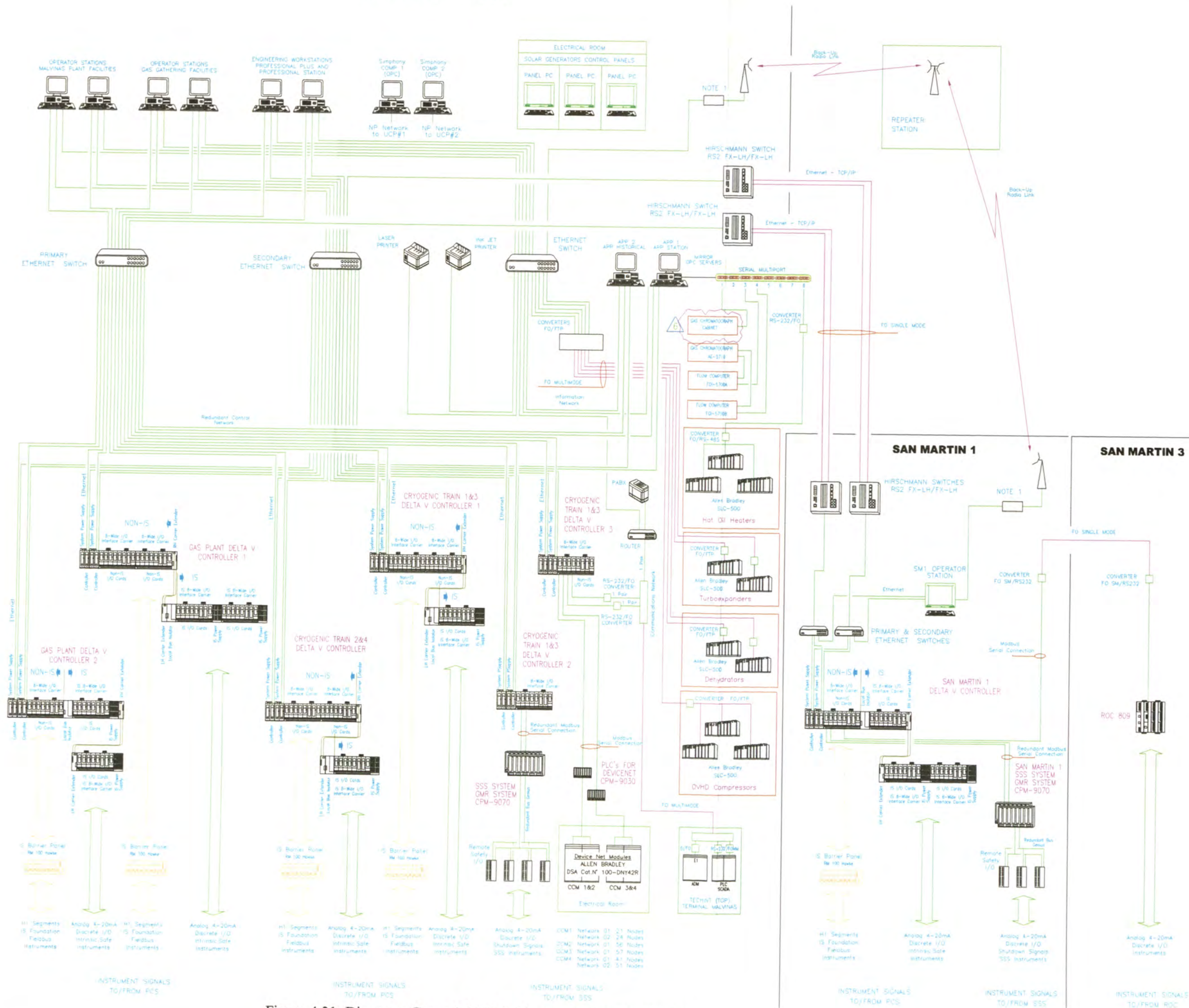


Figura 4.21: Diagrama General del Sub-Sistema de Comunicaciones

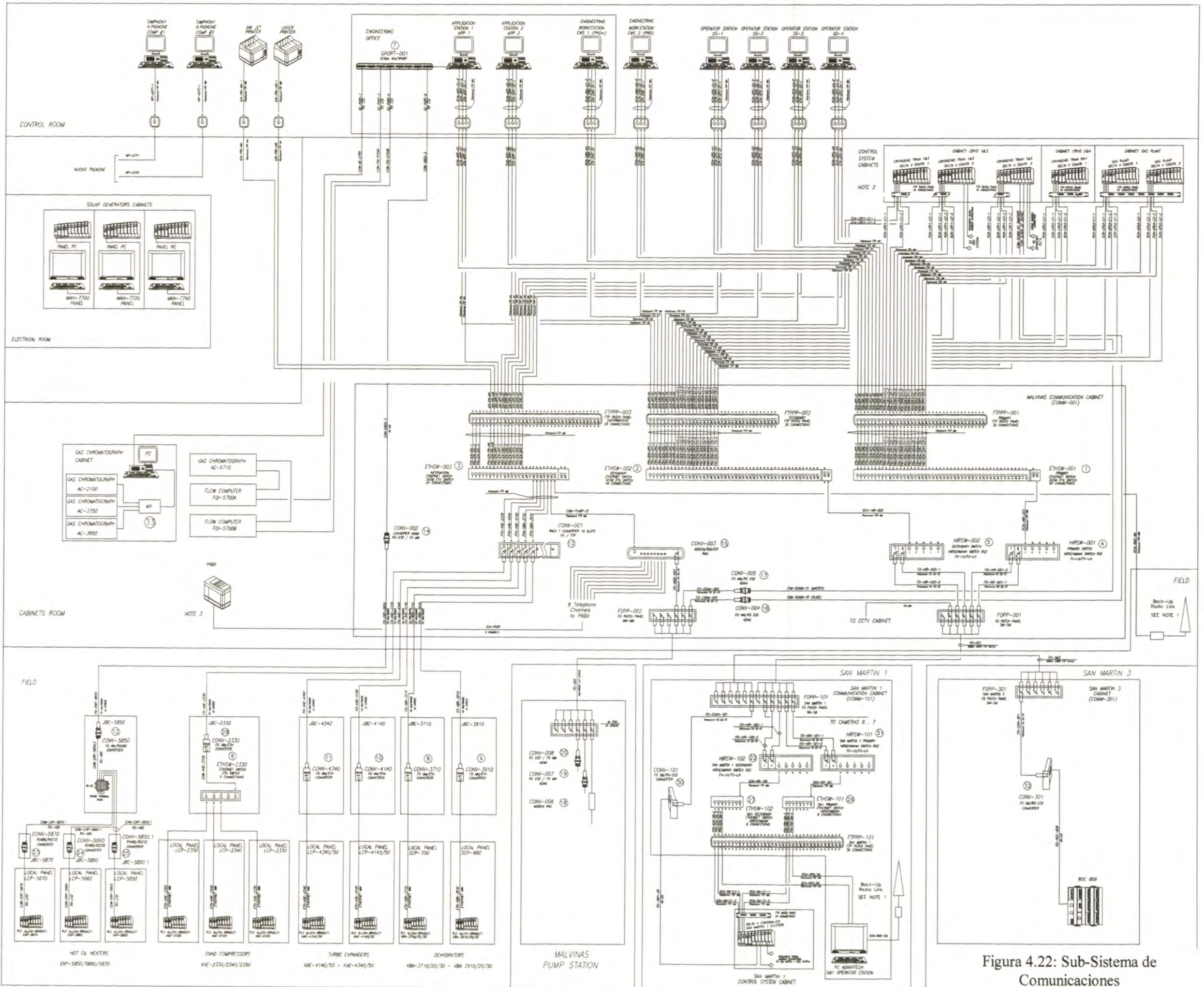


Figura 4.22: Sub-Sistema de Comunicaciones

4.6.1 Sistema de comunicación en Planta de Gas Malvinas

La información que envían los Módulos de Control Delta V del proceso hacia las 4 estaciones de Operación, la estación de Ingeniería e Ingeniería Plus; lo realizan a través de equipos de comunicación de datos (Ethernet Switch Primario y Secundario) en una topología de bus redundante. De cada Módulo de Control Delta V salen cuatro cables llevando la información en protocolo TCP/IP hacia dos Ethernet Switch (dos se conectan al Primario y los otros dos al Secundario) y es desde cada uno de estos, que se reparte redundantemente hacia las estaciones mencionadas. Esto permite garantizar continuidad de comunicación entre el proceso que se lleva a cabo en planta y las interfaces hombre-máquina ante la posibilidad de fallo de algún controlador de los Módulos de Control Delta V y/o de los Ethernet Switch (Primario ó Secundario).

En la Planta de Gas Malvinas, existen:

- Dos PLC SLC-500 Allen Bradley para el control de los dos Turbo-Expansores de los trenes criogénicos.
- Dos PLC SLC-500 Allen Bradley para el control de la secuencia de deshidratación de las torres de tamices moleculares en los trenes criogénicos.
- Tres PLC SLC-500 Allen Bradley para el control de la secuencia de arranque de los 3 electro-compresores OVHD de gas de recicló en la unidad de Estabilización.

La información de cada uno de ellos es compartida con las 4 estaciones de Operación, la estación de Ingeniería e Ingeniería Plus; a través de un Ethernet Switch en protocolo TCP/IP. A este mismo Ethernet Switch se conectan los 3 Turbo-Generadores Solar para compartir información con el PCS.

La información entre el PCS (Sistema de Control de Proceso) y el SSS (Sistema de Seguridad), se realiza a través de un enlace redundante serial en protocolo Modbus hacia una tarjeta serial en el Módulo de Control Delta V Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 2.

La información entre PCS (Sistema de Control de Proceso) y el CCM (Centro de Control de Motores), se realiza a través de un enlace redundante serial en protocolo Modbus hacia una tarjeta serial en el Módulo de Control Delta V Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 3. La comunicación entre los equipos que conforman el CCM, se realiza en protocolo DeviceNet bajo el control de un PLC CPM-9030 quien a su vez sirve de interface para la comunicación con el PCS tal como lo mencionamos anteriormente.

En la Planta de Gas Malvinas existen 3 Turbo Generadores Solar que son controlados a través de 3 computadores que se comunican al PCS a través de un Ethernet Switch en protocolo TCP/IP.

Las estaciones de aplicación (Histórico y OPC), se integran a la red conectándose a cada uno de los Ethernet Switch que existen.

4.6.2 Sistema de comunicación remota

Para la comunicación remota, el sistema está diseñado para permitir una operación utilizando Fibra Óptica en una configuración de anillo redundante. Esto permite mantener una comunicación entre las locaciones de San Martín 1, San Martín 3 y la Planta de Gas Malvinas. Así mismo, sobre esta misma fibra óptica, se proporciona un sistema de TV en circuito cerrado de la locación San Martín 1 y comunicación telefónica vía un PBAX hacia la Sala de Control de la Planta de Gas Malvinas. Adicional a esto, existe un sistema de enlace de radio como backup con la locación de San Martín 1, en caso que falle el sistema de fibra óptica.

En la locación de San Martín 1 existe un Módulo de Control Delta V que se comunica en topología de bus redundante con dos Ethernet Switch (Primario y Secundario). Así mismo una consola de operación está conectada con cada uno de estos Ethernet Switch y de esta forma poder tener control de la locación in situ. Los dos Ethernet Switch se comunican con dos Hirschman Switch que permiten hacer una conversión a fibra óptica; esto debido a la gran distancia que existe entre la locación y la Planta de Gas Malvinas (20Km). Esta fibra óptica (monomodo) viaja en protocolo TCP/IP hacia la Planta de Gas Malvinas donde nuevamente es convertido a cable a través de otros dos Hirschman Switch y conectarse a los Ethernet Switch Primario y Secundario en Malvinas.

En el caso de la locación San Martín 3, la instrumentación llega a un PLC ROC 809 que se comunica con la locación en San Martín 1 vía una fibra óptica

monomodo. Es aquí que pasa por un conversor de fibra óptica a serial y se comunica con el Módulo de Control Delta V en protocolo Modbus. De esta forma es que viaja la información proveniente de la locación San Martín 3, vía la locación San Martín 1.

4.7 Sub-Sistema de Registradores

Son dispositivos que permiten documentar el proceso. Se cuenta básicamente con:

- Dos impresoras láser
- Una impresora a inyección de tinta

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL DE PROCESOS – DELTA V

5.1 Introducción

Se trata de una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador.

Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc. En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en

tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos. Los programas necesarios, y en su caso el hardware adicional que se necesite, se denomina en general: sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

Hoy en día los Sistemas SCADA, constituyen un estándar de la Industria ya que todas las marcas conocidas ofrecen (con variantes a veces apoyadas en distintas fortalezas, como la integración con el hardware, la facilidad de uso, la aplicación de herramientas innovadoras, la apertura de comunicaciones, la solidez del conjunto, etc.), una base común muy amplia y equivalente. Un paquete SCADA debe estar en disposición de ofrecer las siguientes prestaciones:

- Posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias.
- Generación de históricos de señal de planta, que pueden ser volcados para su proceso sobre una hoja de cálculo.
- Ejecución de programas que modifican la ley de control, o incluso anular o modificar las tareas asociadas al autómata, bajo ciertas condiciones.
- Posibilidad de programación numérica, que permite realizar cálculos aritméticos de elevada resolución sobre la CPU del ordenador.

Con ellas, se pueden desarrollar aplicaciones para ordenadores (tipo PC, por ejemplo), con captura de datos, análisis de señales, presentaciones en pantalla, en ío de re ultados a disco e impresora, etc.

Además, todas estas acciones se llevan a cabo mediante un paquete de funciones que incluye zonas de programación en un lenguaje de uso general lo cual confiere una potencia muy elevada y una gran versatilidad. Algunos SCADA ofrecen librerías de funciones para lenguajes de uso general que permiten personalizar de manera muy amplia la aplicación que desee realizarse con dicho SCADA. Un SCADA debe cumplir varios objetivos para que su instalación sea perfectamente aprovechada:

- Deben ser sistemas de arquitectura abierta, capaces de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa.
- Deben comunicar con total facilidad y de forma transparente al usuario con el equipo de planta y con el resto de la empresa (redes locales y de gestión).
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

5.1.1 Módulos de un SCADA

Los módulos o bloques de software que permiten las actividades de adquisición, supervisión y control son los siguientes:

- **Configuración:** permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- **Interfaz gráfico del operador:** proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.

- **Módulo de proceso:** ejecuta las acciones de mando preprogramadas a partir de los valores actuales de variables leídas.
- **Gestión y archivo de datos:** se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- **Comunicaciones:** se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

5.2 SCADA Delta V

Tienen una arquitectura Maestro-Eslavo, donde cada dispositivo remoto responde cuando es interrogado desde una estación central. Entendemos por dispositivos remotos:

- Módulos de control Delta V, correspondientes a la Planta de Gas Malvinas:
 - Gas Plant Delta V Controller 1 y 2
 - Cryogenic Train 1&3 Delta V Controller 1,2 y 3
 - Cryogenic Train 2&4 Delta V Controller
- Módulos de control Delta V, correspondientes a las locaciones San Martín 1 y San Martín 3:
 - San Martín 1 Delta V Controller
- PLC's Allen Bradley SLC-500, correspondientes a:
 - Tres módulos de hornos de aceite térmico (Hot Oil)
 - Dos módulos de Turbo-Expansión

- Dos módulos de Deshidratación
- Tres módulos de Compresión de Gas de Reciclo
- Las estaciones del Sub-Sistema de Interfase Hombre-Máquina:
 - Estaciones de Ingeniería Profesional Plus
 - Estaciones de Ingeniería Profesional
 - Estaciones de Operador
 - Estaciones de Aplicación como servidor de históricos
 - Estaciones de Aplicación como servidor OPC

Los mensajes son emitidos desde la unidad Maestra a intervalos regulares y son escuchados por todas las unidades remotas, aunque solo responde aquella que reconoce su propio número de identificación. Comprende diversas funciones como:

- Manejo del soporte o canal de comunicación.
- Manejo de uno o varios protocolos de comunicación (Drive)
- Manejo y actualización de una Base de Datos
- Administración de alarmas (Eventos)
- Generación de archivos históricos.
- Interfaces con el operador
- Capacidad de programación
- Transferencia dinámica de datos
- Conexión

Tiene la capacidad para comunicarse con múltiples redes de instrumentos, aun siendo de distinta procedencia y fabricantes (standard IEC 1131.3). Tiene la

capacidad de comunicarse con otros paquetes de software por medio del DDE (Dynamic Data Exchange) – DLL (Dynamic Link Libraries) como canal de comunicación, implementados por el sistema operativo, que permite que diversos paquetes de software envíen y reciban datos comunes (Ver Figura 5.1). Por ejemplo se puede relacionar una celda de una hoja de calculo con una variable del sistema y así variar puntos de consignas del proceso, o bien comunicación directa con los drivers de I/O de los dispositivos de campo.

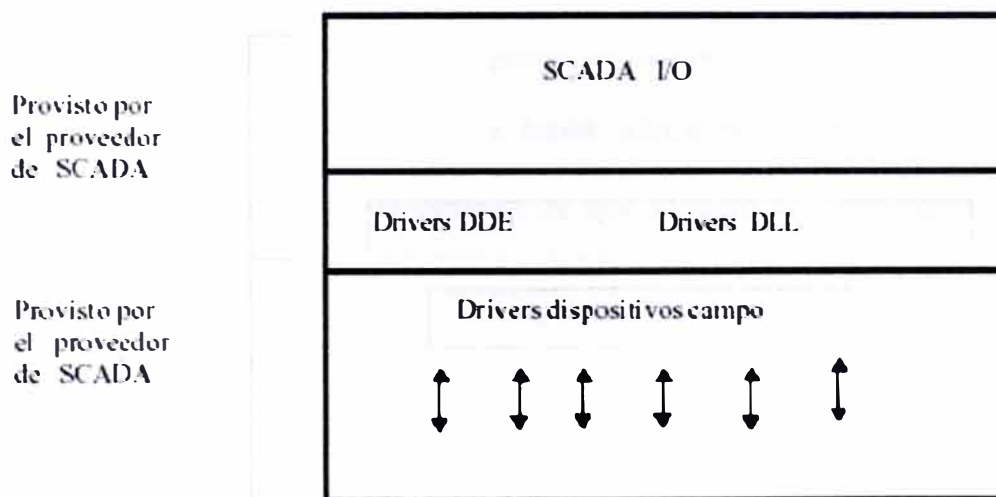


Figura 5.1: Esquema de DDE y DLL

El Delta V se comunica en red para intercambiar datos con otros sistemas o con nodos ajenos al sistema, tales como bases de datos gerenciales, estadísticas, de producción. En nuestro caso, nos permite enlazarnos con un sistema computarizado de administración de mantenimiento (CMMS) conocido como Maximo que nos permite básicamente:

- Crear ordenes de trabajo
- Historizar ordenes de trabajo

- Generar un estado actual de mantenimiento
- Programar mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos

La facilidad de protocolos de red (TCP/IP, IPX/SOX, NETBIOS, etc) hace que el sistema de automatización se integre al ambiente corporativo de la organización, creando una comunicación fluida entre los niveles de fábrica, operación y dirección.

Una dificultad de las operaciones de control industrial es la de compartir información entre dispositivos inteligentes de campo, como así también con las otras áreas de la empresa. El problema hasta ahora se ha resuelto escribiendo un sinnúmero de protocolos, que definen de que manera se estructuran los datos que transmiten cada uno de los dispositivos. Esta diversificación obliga a los desarrolladores de software SCADA a incorporar centenares de driver para cada fabricante.

Se ha desarrollado una norma de intercambio de datos para el nivel de planta basada en la tecnología OLE (Object Linking and Embedding) denominada OPC (OLE for Process Control), que permite un método para el flujo transparente de datos entre aplicaciones corriendo bajo sistemas operativos basados en Microsoft Window. Se dispone de una versión inicial de la norma desde mayo de 1996. OPC es un primer paso concreto que permite una red para compartir los datos de los dispositivos a nivel de proceso. Con la tecnología de objetos, se ofrece al usuario dos ventajas básicas:

- Permite crear objetos, que son piezas de código reutilizables para facilitar la implantación y mantenimiento de las aplicaciones.
- Permite crear objetos entre diferentes aplicaciones de modo que puedan interoperar y comunicarse a través de una red.

Esto permitirá que múltiples dispositivos que hablan diferentes protocolos, puedan compartir el mismo puerto de comunicación del maestro de SCADA, eliminando así la necesidad de tener un puerto para cada protocolo.

5.3 Aplicativos del Delta V

Las aplicaciones que nos brinda el sistema Delta V puede agruparse en:

- Aplicaciones de ingeniería
- Aplicaciones avanzadas de control
- Aplicaciones del operador
- Aplicaciones adicionales

5.3.1 Aplicaciones de ingeniería

Dispone de las siguientes herramientas:

- Servicio de Auto-actualización
- Asistencia de Configuración
- Estudio de Control
- Administrador de base de datos

- Explorador Delta V
- Aplicativo Flexlock
- Preferencias del Sistema
- Administrador de usuarios

A.- Servicio de Auto-actualización

Es un servicio que permite determinar que archivos son automáticamente transferidos de la estación Ingeniería Profesional Plus hacia las demás estaciones de trabajo cuando se baja una configuración a un nodo.

B.- Asistencia de Configuración

Brinda asistencia básica del Sistema Delta V para realizar configuraciones.

C.- Estudio de Control

Es utilizado para diseñar y modificar los bloques de función individuales y las plantillas que permiten desarrollar la estrategia de control. Con esta aplicación, se pueden construir fácilmente bloques de control simplemente tomando los elementos de una paleta y colocándolos sobre una hoja de trabajo. Luego se interconectan los módulos para crear un algoritmo para el módulo (Ver Figura 5.2).

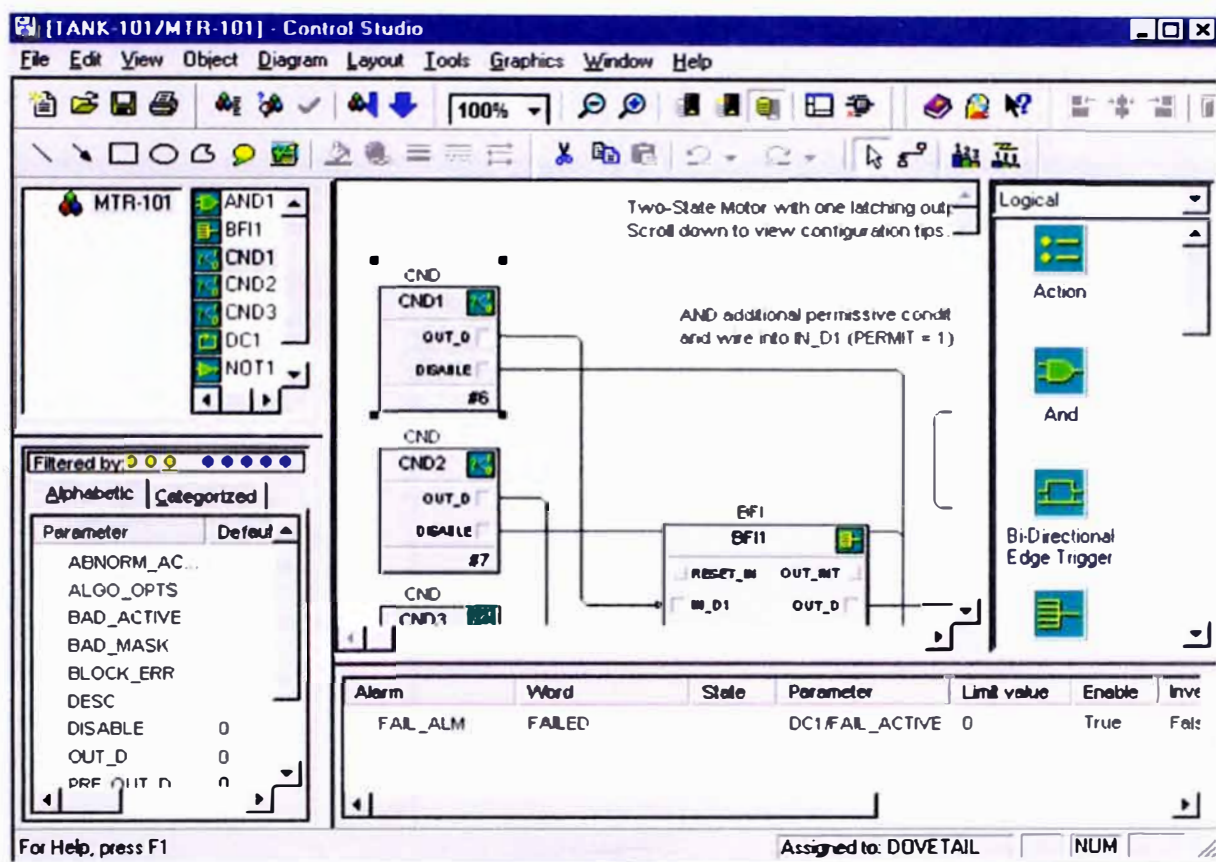


Figura 5.2: Aplicación de Ingeniería: Estudio de Control (Control Studio)

D.- Administrador de base de datos

Las herramientas de Administrador de Base de Datos, le permite a los usuarios, contar con los privilegios de Administrador para poder, crear, borrar, copiar y hacer copias de seguridad de las bases de datos del sistema.

E.- Explorador Delta V

Es una aplicación que tiene un entorno muy similar al Explorador de Windows. Permite definir los componentes del sistema tales como áreas, nodos, módulos y

alarmas. Así mismo permite ver toda la estructura y los niveles del sistema de control que se ha creado (Ver Figura 5.3).

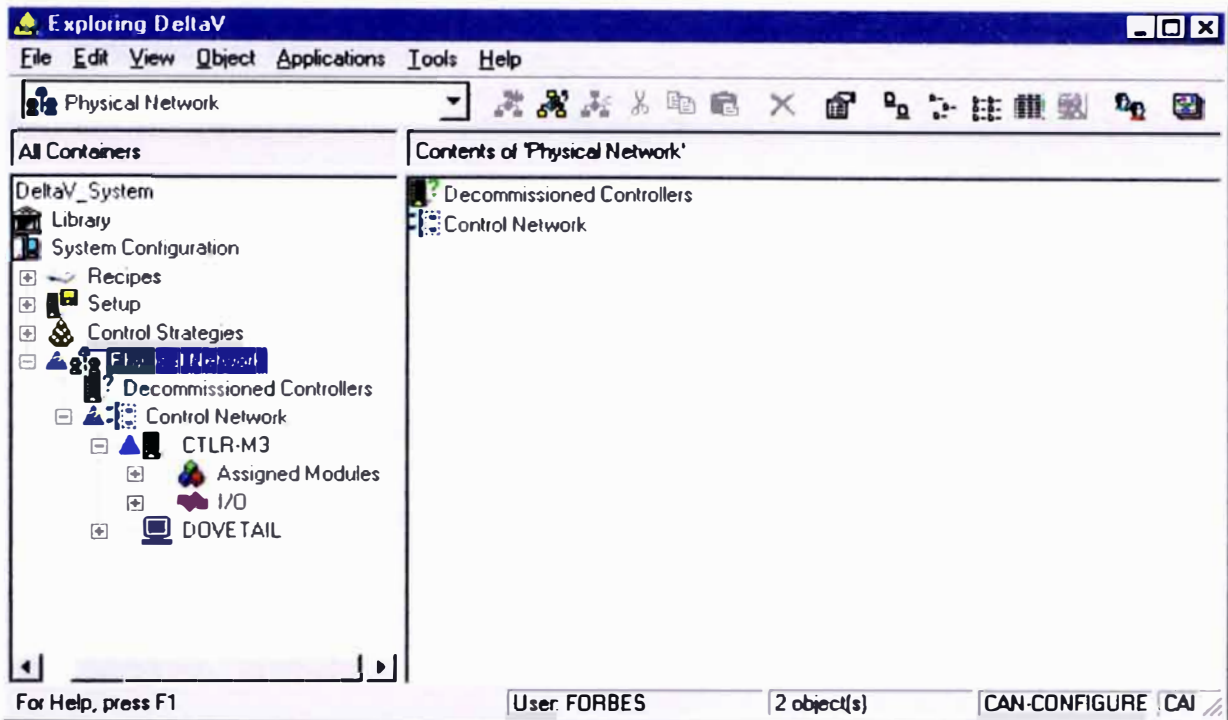


Figura 5.3: Aplicación de Ingeniería: Explorador Delta V (Exploring Delta V)

Se pueden realizar muchas cosas con esta aplicación, tales como:

- Crear, copiar ó mover módulos
- Configurar el hardware del sistema de control
- Definir tipos y prioridades de alarmas
- Acceder a otras aplicaciones como el Estudio de Control (Control Studio)

F.- Aplicativo Flexlock

Permite crear dos entornos en una misma estación de trabajo: uno para una red Windows NT y otro para Delta V. Esto genera un entorno de operación seguro y un

ambiente abierto para hacer ingeniería. El acceso a estos entornos, se realiza a través de los privilegios que se le asigna a un usuario.

G.- Preferencias del Sistema

Permite ocultar aquellas herramientas de ingeniería que no se utilizan. Esto es útil ya que cuando no se utiliza una herramienta en particular, se puede optar por ocultarla del sistema, sin necesidad de desinstalarlo.

H.- Administrador de usuarios

Permite especificar los niveles de acceso a los usuarios, ya sea de manera individual ó grupal (Ver Figura 5.4). Se pueden general múltiples niveles de acceso: administrador, operador, ingeniería, etc.; definiendo a cada uno de ellos los privilegios que les compete. Por ejemplo, para crear bloques de función, el usuario debe tener privilegios para realizar configuraciones. Así mismo si un usuario desea descargar nuevas configuraciones a los módulos de control, debe tener privilegios para descargar.

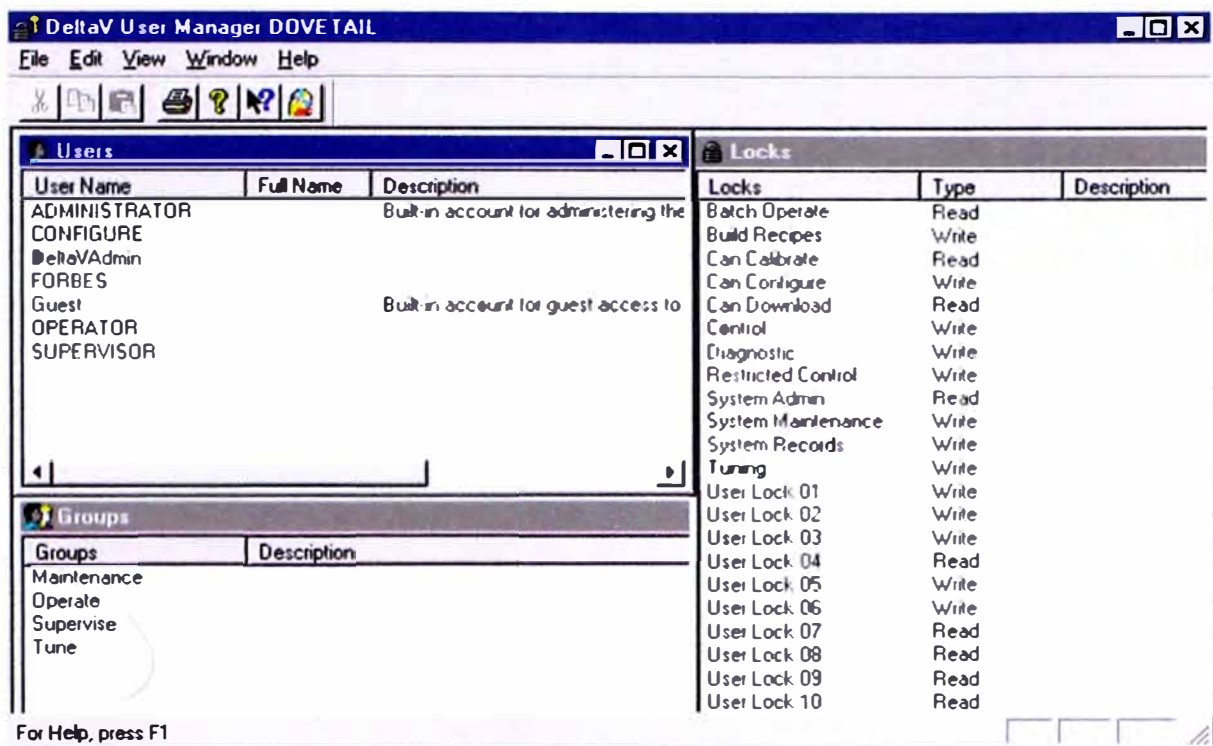


Figura 5.4: Aplicación de Ingeniería: Administrador de usuarios

5.3.2 Aplicaciones avanzadas de control

Dispone de las siguientes herramientas:

- Delta V Inspect
- Delta V Neural
- Delta V Predict
- Delta V Simulte
- Delta V Tune

A.- Delta V Inspect

Esta aplicación provee de un avanzado proceso de monitoreo para identificar instantáneamente lazos de control de mala performance. Calcula el Índice de Variabilidad (VI) de los bloques de función de entrada/salida (AI, AO, DI, DO y PIN) y de los bloques de control (DC, FLC, MPC, PID y Ratio). Para los bloques de control, procede a calcular la performance y la utilización.

B.- Delta V Neural

Es un conjunto de herramientas que permiten implementar redes neuronales en el entorno de Delta V. Se pueden crear sensores virtuales para monitorear y predecir parámetros de proceso que pueden ser costosos, dificultosos o imposibles de medir directamente. Las redes neuronales, muchas veces está referido a sensores inteligentes o sensores de software.

C.- Delta V Predict

Es un conjunto de herramientas que permite implementar control predictivo en el entorno de Delta V. Esta aplicación permite controlar procesos interactivos dentro de limitadas mediciones operativas mientras automáticamente registra las interacciones del proceso y mide las perturbaciones.

D.- Delta V Simulate

Es una aplicación que se puede instalar en una computadora que opere en el entorno Windows NT y que permite simular el entorno de Delta V. Vale decir que permite configurar todas las características que Delta V soporta: control continuo, control

avanzado, interfases para estación de trabajo, alarmas, históricos, etc; sin disponer de hardware (Módulos de Control Delta V).

E.- Delta V Tune

Esta aplicación permite sintonizar lazos de control PID y de Lógica Difusa (FLC). Para lo cual, identifica la dinámica del proceso y aplica reglas de sintonización para calcular los parámetros PID (ganancia, reset y ratio) ó los factores de escala FLC. Esta aplicación muestra los parámetros obtenidos de la sintonización y le da la libertad al usuario de aceptarlas, modificarlas ó rechazarlas.

El sistema Delta V, implementa el principio de relé de oscilación que se basa en el algoritmo Astrom-Hagglund para determinar los parámetros de sintonización de un lazo de control de proceso. Así mismo, utiliza este algoritmo para la sintonización de lazos adicionándole un identificador el tiempo muerto (dead time) del proceso. La Figura 5.5, muestra la tendencia en el tiempo de la salida del relé y la variable de proceso (PV) durante la sintonización. Note que el relé se dispara justo cuando la variable de proceso (PV) pasa por el Set point (SP). La amplitud del relé (d) es típicamente de 3 a 10% del rango de salida del controlador. Para un bloque de control del Delta V, esto corresponde al porcentaje de cambio en la salida (OUT). El cambio del PV (a) es mayor durante la inicialización (esto es, durante el primer periodo de oscilación). Usualmente, el cambio de PV varía entre 1 y 3% su rango.

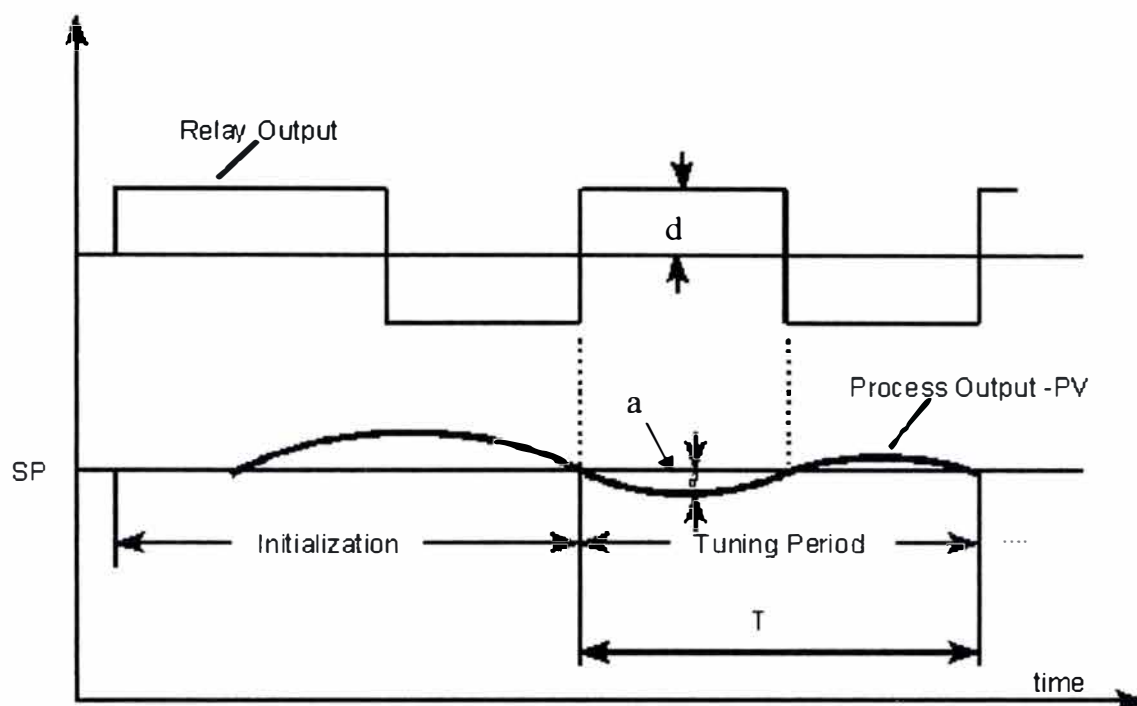


Figura 5.5: Salida del relé y salida del proceso durante la sintonización

Las oscilaciones generadas por la salida del relé deben continuar al menos por un periodo después de la inicialización. Si se utilizan mayor numero de periodos, se utilizará un promedio de la amplitud de las oscilaciones para determinar la ganancia. El Delta V utiliza por defecto dos periodos para la sintonización y determina la amplitud de las oscilaciones como un promedio.

Durante los periodos de sintonización (los que se dan luego de la inicialización), el interruptor del relé se deshabilita en la mitad de cada periodo para incrementar la resistencia del sintonizador al ruido. El tiempo de duración en el que el interruptor del relé es deshabilitado depende del tiempo muerto (dead time) del lazo

sintonizado, el cual es definido durante el periodo de inicialización. La ganancia K_u , es definida por la siguiente ecuación:

$$K_u = \frac{4d}{\pi a}$$

Donde “d” es la amplitud del relee y “a” es la amplitud de la oscilación de la variable de proceso (PV).

En la figura 5.6, se muestra el diagrama de bloques del sistema de sintonización del Delta V. Podemos observar que el bloque de control del Delta V posee un bloque que permite la captura de la dinámica del proceso (Capture Process Dynamics) el cual puede recopilar la respuesta del proceso que se esta dando durante la etapa de sintonización. La salida del bloque de control es determinada por una función de dos estados (relee), la cual genera como mencionamos anteriormente, una oscilación con la que se determina la ganancia y el periodo. Con estos parámetros se pueden determinar los parámetros PID utilizando un sintonizador propio del Delta V (basado en el algoritmo Astrom-Hagglund) ó escoger otro tipo de sintonización como:

- **Ziegler-Nichols - PI** – permite sintonizar los parámetros del controlador basados en reglas básicas a partir de la ganancia y el periodo.
- **Lambda - PI** – permite determinar el rango de la constante de tiempo de un lazo cerrado hacia un lazo abierto a través del factor Lambda.

- **Lambda - Averaging Level - PI** – Es similar al anterior, pero es utilizado para integrar los niveles de control.
- **Lambda - Smith predictor** – este conjunto de reglas de sintonización es utilizado con el módulo de control PID_DEADTIME.

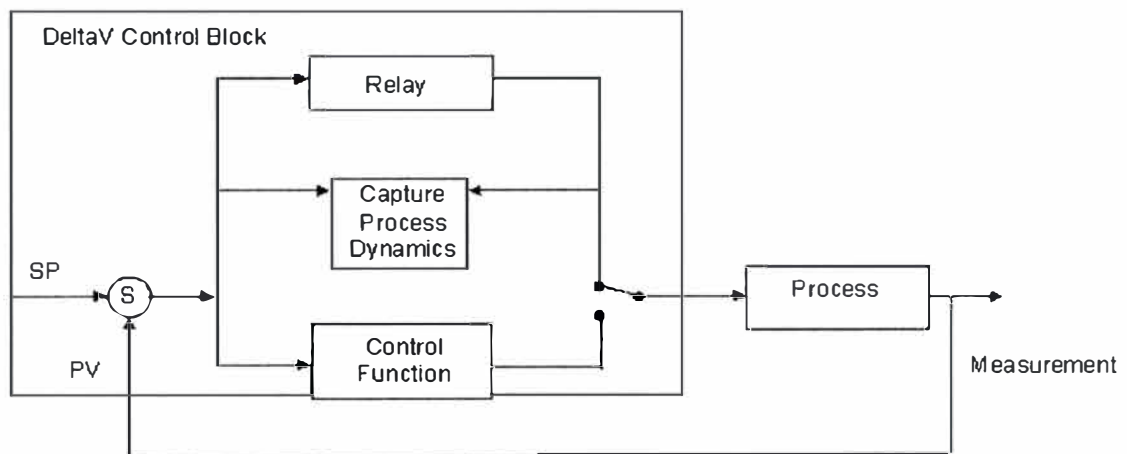


Figura 5.6: Algoritmo de Sintonización

5.3.3 Aplicaciones del operador

Dispone de las siguientes herramientas:

- Visualización de Históricos
- Interfase de Operación
- Registro Delta V
- Operación del Delta V
- Diagnóstico
- Operación del MPC
- Visualización de variables de proceso

A.- Visualización de Históricos

Permite recolectar información de la base de datos históricos para poder visualizarla en diversos formatos. Es posible a su vez, incorporar comentarios y grabarlos como parte del histórico en la base de datos.

B.- Interfase de Operación

Es una interfase gráfica usada por el operador para monitorear y controlar todos los parámetros automatizados de la planta. Esta interfase le permite al operador una serie de formas de ver el total del proceso que se lleva a cabo en planta, básicamente explorando por las diferentes pantallas que posee.

C.- Registro Delta V

Permite poder visualizar quien es el usuario actual en una estación de trabajo. Este registro permite hacer un seguimiento de las maniobras que realiza el operador durante el turno. En circunstancias de eventos especiales, permite discernir si el problema en planta se debe a un mal parámetro ingresado por un operador ya que todo cambio queda registrado en el sistema. Esta aplicación a su vez permite al usuario entrar y salir del sistema Delta V. Se accede al Sistema Delta V a través de un Login (nombre) y una clave (password.)

D.- Operación del Delta V

Esta aplicación permite crear un entorno gráfico amigable en las estaciones del operador. Permite incorporar gráficos del proceso de gran resolución, pudiéndose incorporar animaciones, sonidos fotografías etc.

E.- Diagnóstico

Esta aplicación brinda información acerca del estado y condición en la que se encuentran los dispositivos del Sistema Delta V.

F.- Operación del MPC

Esta aplicación permite ver la condición en la que está trabajando el bloque de control predictivo MPC (Model Predictive Control). Contiene entornos que permiten visualizar y manipular los parámetros asociados con las entradas y salidas del bloque y poder graficar los valores pasados, actuales y los predichos para las entradas controladas y restringidas.

G.- Visualización de variables de proceso

El Sistema Delta V permite visualizar en tiempo real las variables del proceso de la planta a medida que las va historizando. Así mismo los parámetros de los módulos y nodos, son mostrados conjuntamente para brindar una mayor información del porque del cambio de una variable (Ver Figura 5.7). Esta aplicación nos permite examinar como se ha venido comportando el proceso en cualquier instante.

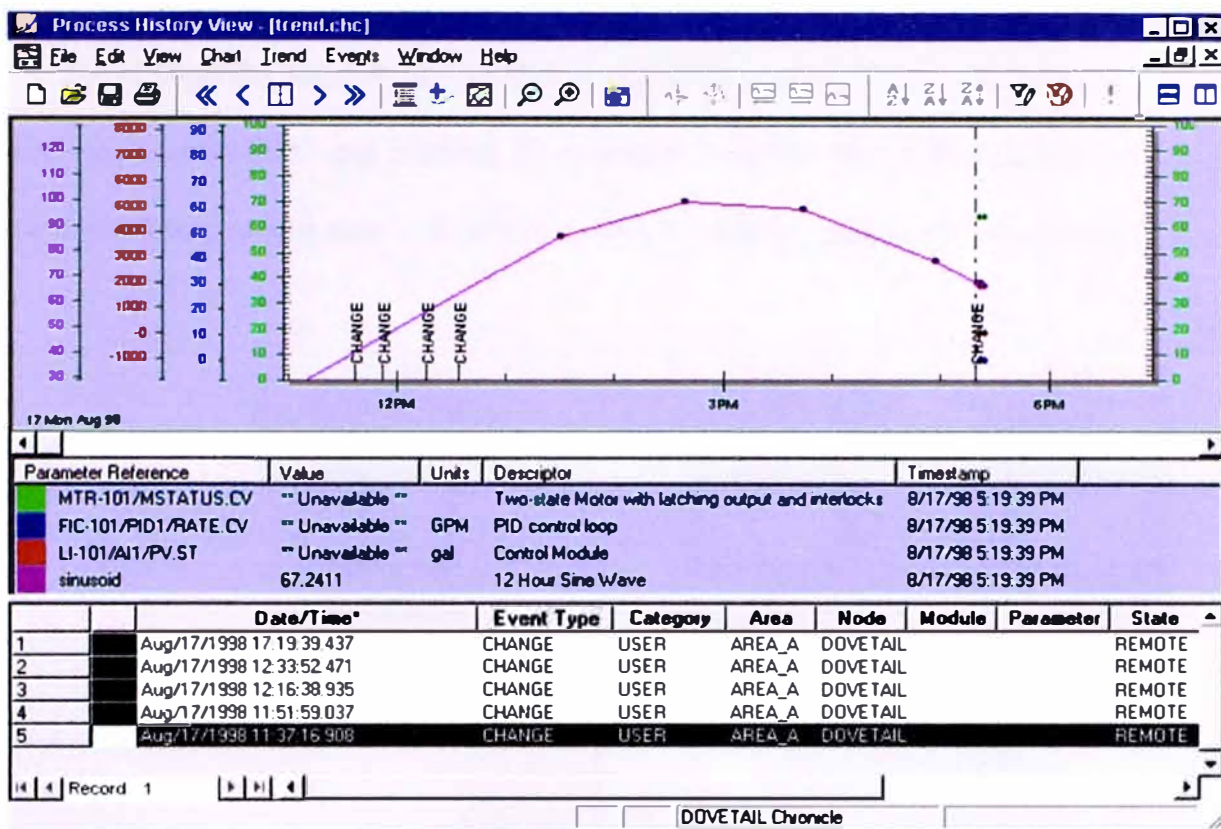


Figura 5.7: Visualización de variables de proceso

5.3.4 Aplicaciones adicionales

El sistema Delta V posee una aplicación conocida como OPC Server, la cual permite conectarse a un servidor OPC en el que podamos guardar información histórica para almacenarlo a futuro. Es en este servidor en el se puede descargar los históricos y guardarlos en un medio de almacenamiento masivo (CD's, DVD's, Tape Back UP, etc.), para salvaguardar toda la data del proceso de la planta. Así mismo el Delta V, proporciona una interfase para poder acceder a través del Microsoft Excel a toda la data histórica de la planta. Esto nos permite aprovechar la capacidad de cálculo y generación de gráficos, estadísticas, pronósticos, etc.; que nos brinda el Excel.

En el capítulo anterior se vio que la arquitectura del PCS dispone una conexión con un servidor OPC que permite al sistema comunicarse con dispositivos y equipos de otros fabricantes a través de una red LAN tal cual se representa en la figura 5.8.

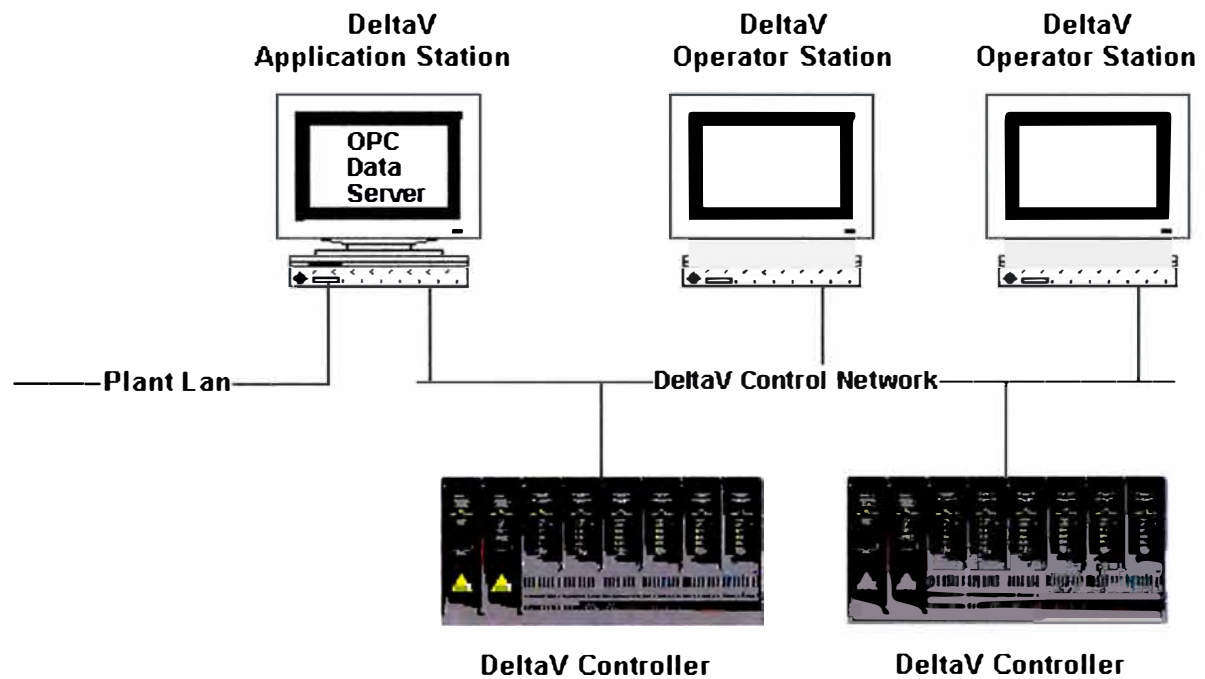


Figura 5.8: Aplicaciones adicionales – Servidor OPC

CONCLUSIONES

1. En los últimos años, la evolución de los buses de campo prometió múltiples beneficios a la industria, los que ya se están cristalizando con su creciente adopción en la industria minera, alimenticia, papelera é hidrocarburos. La mayor disponibilidad de datos sobre las condiciones de operación de los transmisores inteligentes en terreno, permite mejoras en la operación y manutención. Sin embargo, esa mayor disponibilidad de datos trae el desafío de cómo presentarlos en forma útil en las pantallas de sistemas de control.
2. Un bus de campo es un sistema de transmisión de datos que simplifica la instalación y operación de máquinas y equipamientos industriales utilizados en procesos de producción. Son redes digitales, bidireccionales, multipunto, montadas sobre un bus serie, que conectan dispositivos de campo como PLCs, transductores, actuadores, sensores y dispositivos inteligentes. Todo esto con una capacidad de diagnóstico, control o mantenimiento, así como de comunicarse bidireccionalmente a tra és del bus. En teoría, un sistema "abierto" permite que en una red de control

automatización se conecten diferentes dispositivos suministrados por diversos proveedores sin necesidad de construir interfases dedicadas para cada uno de los dispositivos.

3. En los últimos 15 años, el tema de buses de campo ha sido motivo de conversaciones, pruebas y debates. Particularmente, en los últimos años el lanzamiento al mercado de Fieldbus Foundation aumentó aún más esta actividad, y varios grupos han intentado generar e imponer una norma que permita la integración de equipos de distintos proveedores. Hasta la fecha no existe un único bus de campo, y se apunta más bien a la coexistencia entre ellos. Dentro de los tres buses de campo más sobresalientes, HART presenta características técnicas notoriamente más limitadas que las de sus competidores, pero la experiencia disponible y la posibilidad de usar simultáneamente un protocolo 4-20 mA han decidido a algunos usuarios a utilizarlo, aún en proyectos nuevos. Otros escogen trabajar con Fieldbus Foundation H1, el bus más moderno e innovador del mercado, pero también con el que se cuenta con menos experiencia. Finalmente, algunos usuarios prefieren Profibus PA, quizás como un punto intermedio entre experiencia y características técnicas. Cualquiera sea la tecnología escogida, los tres buses permiten obtener información digital de los transmisores inteligentes instalados en terreno. Los sistemas de control se benefician de esta posibilidad, al obtener las variables de proceso en forma digital, resultando en una mejor exactitud. La integración de estas variables digitales es en general realizada, utilizando la ya conocida implementación de estrategias de controles por medio de bloques de función, metodología utilizada desde hace ya 30 años y que no entraña problemas especiales para el usuario.

4. Aunque los estándares de ingeniería no siempre ayudan a homologar los procesos, sí contribuyen a hacer las cosas de la mejor forma para lograr un proyecto exitoso como el de la Planta de Gas Malvinas en Camisea. Esto es especialmente importante cuando se usan nuevas tecnologías, como Foundation Fieldbus. Afortunadamente la ingeniería en proyectos con fieldbus no es más dura que usando tecnología convencional, e incluso en algunos aspectos es más fácil. Las bases son generalmente las mismas respecto de especificaciones ambientales, clasificación de las áreas y consideración del tipo de cableado. Lo que si cambia son los estándares relativos a los dispositivos de campo, que tienen más capacidades que sus antecesores analógicos.

5. Delta V ofrece una gran robustez a nivel hardware y software lo cual lo hace un producto confiable para el proceso que se lleva a cabo en la Planta de Gas Malvinas. El producto es muy flexible ya que permite integrar cualquier tecnología existente en el mercado actualmente, lo cual queda demostrado al admitir dispositivos DeviceNet, Modbus, HART, Serial y Foundation Fieldbus. Así mismo, a nivel software, permite desarrollar estrategias de control muy avanzadas (Neural y Predictivo) que garantizan una eficacia en el manejo del proceso y a su vez la plataforma soporta la inclusión de programas de gestión tales como el MAXIMO.

BIBLIOGRAFÍA

1. IEEE, Instrumentation & Measurement. “Fieldbus: More Than a Communication Link”, March 2004.
2. Fieldbus Foundation. Technical Overview, Rev.2003.
3. Fieldbus Standard for Use in Industrial Control Systems, Part 2: Physical Layer Specifications and Service Definition, ISA S50.02-1992.
4. International Standard for Use in Industrial Control Systems, Part 2: Physical Layer Specifications and Service Definition, IEC 61158-2 (1993).
5. Digital data communications for measurement and control – Fieldbus for use in industrial control systems, Part 3: Data Link Service Definition and Part 4: Data Link Protocol Specification, 61158 DIS, IEC SC65C/WG6 - ISA SP50, 1994-1998.
6. FOUNDATION Fieldbus Specifications, Revision 1.3, Fieldbus Foundation, 1994- 1998.

8. Benefits Observed During Field Trials Of An Interoperable Fieldbus, Kurt A. Zech, Fieldbus Foundation, Paper # 94-504 – ISA, 1994.
9. Abstract Syntax Notation One (ASN.1) - The Tutorial and Reference, Douglas Steedman, Technology Appraisals Ltd., 1993, ISBN 1 871802 06 7.
10. Delta V On – Line, for Ver. 6.3.