

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**“AUTOMATIZACION DEL SISTEMA DE
TRANSMISION DE GAS NATURAL DEL
PROYECTO CAMISEA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRONICO

PRESENTADO POR:

CESAR MANUEL ARCE VILLAR

PROMOCION 1990 -I

LIMA – PERU
1999

**AUTOMATIZACION DEL SISTEMA DE
TRANSMISION DE GAS NATURAL DEL
PROYECTO CAMISEA**

SUMARIO

Las reservas de gas que dispone el Perú, permitirá que en el futuro dispongamos de esa fuente de energía limpia y barata, la menos contaminante de las energías de origen fósil; estas reservas permitirán cubrir la demanda del mercado interno, incluso pasaremos a ser un país exportador de energía.

Abordamos las diferentes herramientas de la automatización de las diferentes etapas del proyecto para garantizar la producción y transporte del gas desde Camisea hasta Lima, respetando los más altos estándares de calidad, seguridad y protección del medio ambiente. Para el control de las diferentes partes utilizaremos tecnología de última generación en cuanto se refiere a PLC's, DCS's, SCADA, instrumentación especializada entre otros; que cumplan los estrictos estándares de especificaciones técnicas y probadas en la industria del gas y petróleo.

Otro de los pilares del sistema, son las telecomunicaciones durante las fases de construcción, operación y mantenimiento del gasoducto; Garantizando el intercambio confiable de voz, datos y video; el medio principal de las comunicaciones será la fibra óptica que recorrerá a lo largo del gasoducto y las comunicaciones de respaldo será por vía satélite, también contará con un sistema de comunicaciones por radio VHF como soporte en las operaciones y en situaciones de emergencias.

En suma será un proyecto de clase mundial que traerá muchos beneficios al Perú y creará una cultura del gas en nuestro país.

INDICE

PROLOGO	1	
CAPITULO I		
GENERALIDADES	4	
1.1	Ubicaciones geográficas	6
1.2	Antecedentes	6
1.2.1	Beneficios que traerá el proyecto Camisea al Perú	7
1.3	Descripción general del proyecto del gas de Camisea	8
1.3.1	Instalaciones y líneas de producción en los pozos	11
1.3.2	Planta de procesamiento de gas	12
1.3.3	Tuberías de transporte de gas y NGL	13
1.3.4	Planta de fraccionamiento e instalaciones para distribución	13
1.4	Estructura global del sistema de control	14
1.5	Estructura de las comunicaciones	15
CAPITULO II		
CRITERIOS DE DISEÑO	17	
2.1	Sistema de control distribuido (DCS)	17
2.1.1	Arquitectura del sistema	17
2.1.2	Capacidades funcionales del DCS	18
2.1.3	Requerimientos de diseño del DCS	18

2.2	Clasificación de áreas peligrosas	35
2.2.1	Clasificación clase I, división 1	35
2.2.2	Clasificación clase I, división 2	36
2.2.3	Clasificación clase II, división 1	36
2.2.4	Clasificación clase II, división 2	36
2.2.5	Equipos intrínsecamente seguros	36
2.2.6	Principio de protección de áreas peligrosas	37
2.3	Sistema de votación	38
2.4	Tecnología a utilizarse	42
2.4.1	Celdas de combustible (fuel cells)	42
2.4.2	Celdas solares	44
CAPITULO III		
SISTEMA DE CONTROL DE TURBINAS		46
3.1	Control de compresores y bombas	47
3.1.1	Sistema de control	47
3.1.2	Sistema de control SCADA	49
3.1.3	Sistema de supervisión	50
3.1.4	Equipamiento de las turbinas	51
3.1.5	Sistemas auxiliares de las turbinas	51
CAPITULO IV		
INSTRUMENTACION		55
4.1	Medidores de flujo	56
4.1.1	Medición de flujo por dispersión térmica	56
4.1.2	Medidores de flujo multifase	57

4.2	Analizadores	58
4.3	Paneles, registradores y anunciadores	59
4.4	Sistemas de monitoreo de vibración	60
4.5	Válvulas de control, válvulas solenoides, válvulas de alivio	61
4.6	Traceadores para los pozos de re-inyección	61
4.7	Inyección de químicos en los pozos de producción	61
4.8	Sistemas odorizadores	62

CAPITULO V

OTRAS UTILIDADES 63

5.1	Protección catódica	63
5.1.1	Naturaleza electroquímica de la corrosión	63
5.1.2	Condiciones ambientales	64
5.1.3	Protección catódica	65
5.1.4	Capas de protección	67
5.2	Circuito cerrado de televisión (CCTV)	68
5.3	Sistema de parada de emergencia (ESD)	69
5.3.1	Requerimientos generales del sistema	70
5.3.2	Requerimientos detallados del sistema	71
5.3.3	Disponibilidad para la expansión	75
5.3.4	Mantenimiento override	76
5.3.5	Alarmas	76
5.3.6	Sensores	77
5.3.7	Actuadores	78
5.3.8	Operación manual	78

5.3.9	Detalle del equipamiento	78
5.3.10	Funciones del ESD	80
5.3.11	Enlaces entre los sistemas	83
5.4	Medición de variables atmosféricas	83
5.5	Edificio de control	84
5.6	Suministro de energía ininterrumpida (UPS)	86
5.7	Sistema de fuego y gas (FGS)	86
5.7.1	Requerimientos generales del sistema	87
5.7.2	Requerimiento detallados del sistema	88
5.7.3	Disponibilidad para la expansión	90
5.7.4	Requisitos de hardware y software	90
5.7.5	Requisitos medioambientales	91
5.7.6	Requisitos eléctricos del sistema FGS	92
5.7.7	Esquema físico	92
5.7.8	Señales de E/S	93
5.7.9	Detalle de equipos	94
5.8	Filosofía de medición	95
5.8.1	Antecedentes	95
5.8.2	Información previa	98
5.8.3	Requerimientos de tecnología de producción	102
5.8.4	Requerimientos de medición	107
5.8.5	Sistema SCADA	109
5.8.6	Grupos de pozos	111
5.9	Sistema de monitoreo de las tuberías	112

5.9.1	Visión del sistema de tuberías	113
5.9.2	Simulación del software de aplicaciones	118
5.9.3	Sistema de detección de fugas (LDS)	120
5.9.4	Módulo de estimación del estado dinámico de la tubería	122
5.9.5	Integración con el sistema SCADA	124
5.10	Sistema de control de pozos	125
5.10.1	Utilidades y condiciones climáticas	126
5.10.2	Datos de diseño	127
5.10.3	Filosofía de control de los grupos de pozos	127
5.10.4	Sistema de control de cabezal de pozo	130
5.10.5	Datos de diseño	132

CAPITULO VI

SISTEMA SCADA 134

6.1	Comunicaciones del sistema	134
6.1.1	Concepto	134
6.1.2	Comunicaciones permanentes	135
6.1.3	Comunicaciones temporales	148
6.1.4	Tableros de equipamiento de comunicaciones	150
6.1.5	Sistema de comunicaciones de emergencia por radio VHF	153
6.2	Sistema SCADA	154
6.2.1	Objetivos del sistema	160
6.2.2	Descripción del sistema	160
6.2.3	Requerimientos funcionales del sistema	163
6.2.4	Performance del sistema	165

6.2.5	Configuración del sistema	166
6.2.6	Software del sistema	169
6.2.7	Interface hombre-máquina (MMI) y aplicaciones	169
6.2.8	Unidad terminal remota (RTU)	170
6.2.9	Fuente de poder ininterrumpida (UPS)	170
6.2.10	Reservas	171
6.2.11	Integridad y confiabilidad	172
6.2.12	Disponibilidad y seguridad	172

CAPITULO VII

COSTO DEL PROYECTO	173
---------------------------	------------

CONCLUSIONES	175
---------------------	------------

ANEXO A

DEFINICIONES Y TERMINOS UTILIZADOS	177
------------------------------------	-----

ANEXO B

DIAGRAMAS DE TUBERÍAS E INSTRUMENTOS Y ESQUEMAS	184
---	-----

BIBLIOGRAFIA	214
---------------------	------------

PROLOGO

En este trabajo tendremos una idea clara del proyecto, sus alcances y los beneficios que el Perú alcanzará con el desarrollo energético basado en la industria del gas, ya que como sabemos es una fuente de energía limpia y segura; y esta en las manos de los profesionales su manejo responsable y seguro sobre la base de la formación profesional en las universidades e institutos del país y sobre todo en base a la experiencia en este campo que se adquirirá durante la fase de ingeniería e implementación de este megaproyecto y que estarán a la altura de los grandes proyectos de petróleo y gas que se desarrollen en el futuro en nuestro país. El proyecto Camisea constituye un enorme desafío que ofrece beneficios locales, regionales, nacionales, globales y es un desafío para el Perú y para nosotros.

El proyecto completo, es muy complejo y abarca la producción, transporte y distribución de gas y líquidos de gas natural, para implementar estas etapas del proyecto se requiere la confluencia de las diferentes especialidades: civil, mecánica, electricidad, control, telecomunicaciones, control del medio ambiente entre otros; nosotros abarcaremos el sistema de control del proyecto Camisea.

Desarrollaremos la estructura de control y supervisión desde la explotación de gas natural en los pozos de producción de Cashiriari y San Martín, el transporte hasta la planta de gas en Las Malvinas; en esta planta de gas se implementará un sistema

de control distribuido (DCS) y será el centro de operaciones y supervisión del proyecto.

A continuación trataremos el transporte de gas desde Camisea hasta Lima y veremos los diversos temas relacionados al control de la estación de compresión y bombeo en Chiquintirca, las estaciones de reducción de presión, las estaciones de válvulas de bloqueo, las estaciones de medición y transferencia de custodia, las estaciones de distribución y derivación de gas y líquidos; al arribar a la costa los ductos llegarán a la planta de fraccionamiento, para producir los diferentes componentes de los líquidos (butano, propano, pentano entre otros), aquí también se implementará un sistema DCS y la sala de control será el respaldo de las operaciones en caso de emergencia en la sala de control de Camisea.

El sistema SCADA juega un papel preponderante para el control y sincronización de las operaciones del gasoducto y se apoya en la potente y confiable infraestructura de las telecomunicaciones basadas en fibra óptica, vía satélite, radio VHF que permitan las comunicaciones de voz y datos entre las diferentes salas de control, oficinas administrativas y estaciones de control.

En todas estas diferentes etapas del proyecto se empleará las últimas tecnologías de control, supervisión e instrumentación disponible en el mercado y que garantizarán la operación eficiente del mismo.

Los temas tratados en el presente trabajo, constan de: **capítulo uno**, *Generalidades*, abordaremos ‘la descripción general, las diferentes partes del proyecto y sus diversas implicancias en el desarrollo del país; **capítulo dos**, *Criterios de diseño*, tocaremos el detalle del diseño del sistema de control distribuido (DCS) y los diferentes tipos de tecnología a utilizarse y los criterios de clasificación de áreas;

capítulo tres, *Sistema de control de turbinas*, tocaremos el sistema de control con PLC's de las turbinas, sus implicancias y ventajas de la automatización de la estación de bombeo intermedia en el kilómetro 168 del gasoducto; **capítulo cuatro**, *Instrumentación*, veremos los más importantes tipos de instrumentación y sus requerimientos para su instalación en las diferentes partes del proyecto; **capítulo cinco**, *Otras utilidades*, aquí tocaremos diversos sistemas y filosofías de control, medición y operación de las instalaciones en los pozos de producción de gas, transporte entre otros; **capítulo seis**, *Sistema SCADA*, abordaremos el tema importante de las telecomunicaciones pilar fundamental del sistema SCADA, también analizaremos los alcances del sistema SCADA y la manera como controlará el proyecto en forma global para realizar las operaciones de telecontrol; **capítulo siete**, *Costo del proyecto*, veremos el costo global del proyecto y sus diversas implicancias.

CAPITULO I GENERALIDADES

El gas natural es la energía llamada a tener un mayor protagonismo en el siglo XXI y que tendrá un uso creciente a escala mundial. El gas natural es un combustible que tiene precios competitivos y se caracteriza por ser una energía limpia, la menos contaminante de las energías de origen fósil, y la más respetuosa con el paisaje, puesto que sus conducciones son subterráneas.

El gas natural ocupa el tercer lugar en el mundo entre las fuentes de energía primaria más utilizadas y representa la quinta parte del consumo energético, tanto en Europa como a escala mundial. Las ventajas medioambientales que aporta y su alta eficiencia como energía facilitará un consumo aún mayor durante los próximos años. La Agencia Internacional de la Energía considera que en el año 2015 la demanda de gas natural en el mundo será superior en más de 76% a la equivalente en 1993. Los mayores aumentos se producirán en Europa, Asia y América Central y del Sur.

El sector de gas natural con el sector eléctrico son interdependientes. El sector eléctrico depende del gas para generar electricidad, y el sector de gas natural depende de la electricidad para electrificar sus centros de control, centros de ventas, administración y marketing. Ambos son altamente dependientes del sector telecomunicaciones y transporte para trasladar sus productos a los consumidores finales.

El gas natural se extrae del subsuelo y se transporta a las zonas de consumo a través de conducciones subterráneas o por mar mediante buques metaneros. En todo el mundo existen yacimientos de gas y continuamente se descubren nuevas reservas, lo que asegura el completo abastecimiento de gas natural en el siglo XXI.

Por su composición y por su utilización mediante combustión, el gas natural es la energía fósil que menos impacto causa. No emite cenizas ni partículas sólidas, origina menos óxidos de nitrógeno que el petróleo pesado y que el carbón, y emite menos dióxido de azufre y dióxido de carbono (CO₂) que la gasolina, el carbón y el petróleo industrial.

Las reservas de hidrocarburos de Camisea fueron descubiertas a mediados de la década del '80. Los geólogos a cargo de la exploración esperaban descubrir petróleo pero, después de haber invertido 250 millones US\$, con gran desilusión sólo encontraron gas natural y condensados. Las conversaciones con autoridades del gobierno peruano acerca de la explotación de estas reservas no condujeron a ningún acuerdo y la compañía operadora dejó el país en 1988.

En 1994, la empresa estatal PerúPetro y Shell acordaron llevar a cabo un nuevo estudio del potencial comercial y viabilidad de la explotación de las reservas. Shell inició además estudios sociales y ambientales. En mayo de 1995, Shell presentó al Perú una notificación oficial de su deseo de comenzar las negociaciones para un contrato de licencia basado en los estudios realizados.

La mayor parte de las reservas se encuentran en dos campos gasíferos principales, San Martín y Cashiriari, que se encuentran en riveras opuestas del río Camisea. Existe una acumulación algo menor al noroeste, en un área llamada Mipaya.

1.1 Ubicaciones geográficas

Camisea es un proyecto de gas natural y condensados que se desarrollara en la selva tropical del Perú. La zona de Camisea se encuentra a unos 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, en la vertiente oriental de la cordillera de los andes en la región inca. Está situada en el valle del bajo Urubamba, una de las áreas de diversidad biológica natural de mayor importancia en el mundo y está habitada por comunidades nativas.

El valle de Urubamba se encuentra entre las estribaciones norte de las sierras de Vilcabamba por el lado oeste y las sierras de Urubamba por el este. Las sierras de Urubamba se vuelven más bajas por el norte y constituyen la divisoria de Fitzcarrald entre las cuencas del Ucayali y del Madre de Dios/Purus. El río Camisea es uno de los tantos que nacen en las sierras de Urubamba y desembocan en el río Urubamba.

1.2 Antecedentes

La importancia del gas natural para nuestro país es enorme pues contribuirá al desarrollo energético y por consiguiente el de los diferentes rubros de la industria.

Para traer el gas a la costa se extenderán dos tuberías paralelas con dirección oeste, siguiendo un arco hacia el sur, desde la zona de Camisea hasta la ciudad de Lima. El gas natural deberá llegar a Lima a través de esta tubería y entre los principales consumidores están las centrales de generación eléctricas, el sector minero e industrias con un alto consumo de energía. Con el fin de reducir al mínimo y evitar en lo posible efectos negativos en el entorno natural, entidades independientes realizarán un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) antes del inicio de cada etapa del proyecto. Todos estos informes serán públicos. Si bien Camisea se encuentra en el medio de la selva, el proyecto se considera y se asemeja a un

proyecto "offshore". Esto significa que no se construirán carreteras de acceso a la región y que todo el equipo será transportado por vía fluvial o aérea. La logística de este proyecto constituye una tarea descomunal.

1.2.1 Beneficios que traerá el proyecto Camisea al Perú

- a) En primer lugar, la reducción del gasto nacional en la importación de energía. En la actualidad, el Perú gasta aproximadamente US\$400 millones anualmente en la importación de hidrocarburos. La explotación de las reservas de Camisea convertirá al Perú en un país exportador de energía, reduciendo de manera significativa los gastos fiscales y generando en cambio réditos anuales de aproximadamente mil millones de dólares. Las reservas de Camisea tienen el potencial de aumentar el desarrollo económico y satisfacer la siempre creciente demanda de energía. En la actualidad, el Perú es importador de un volumen significativo de carbón. El Perú contará en el futuro con un suministro interno seguro, abundante y "limpio" de energía.
- b) Los depósitos de San Martín y Cashiriari contienen unos 11 billones de pies cúbicos estándar de gas natural y 600 millones de barriles de líquidos de gas natural, la profundidad de los depósitos oscila entre 2,000 y 2,500 metros bajo la superficie y el gas se mantiene en los depósitos bajo una presión de 2,800 – 3,200 psi. Estos yacimientos son lo suficientemente grandes como para satisfacer las necesidades de energía del Perú por más de un siglo.
- c) Con un valor de US\$3 mil millones, el proyecto Camisea será una de las mayores inversiones extranjeras en la historia del Perú.
- d) La disponibilidad de gas natural hará posible la creación de nuevas industrias, como por ejemplo, en el sector petroquímico, lo que con el tiempo permitirá que

el Perú mejore su posición en la economía mundial. Habrá una reducción de importaciones, así como mayores beneficios económicos regionales y se crearán nuevos puestos de trabajo.

- e) El futuro abastecimiento de energía eléctrica en el Perú puede mejorar con el gas natural, el combustible fósil más limpio que se conoce. En muchas partes del Perú se usa actualmente petróleo y carbón. El cambio a gas natural tendrá efectos positivos en la calidad del aire, que es deficiente en muchas partes.
- f) Se crearán alrededor de 4000 puestos de trabajo directamente relacionados con el proyecto en la fase de desarrollo del yacimiento. También se crearán muchos otros puestos de trabajo en las industrias relacionadas con el proyecto. Estos nuevos empleos capacitarán a muchas personas en una variedad de actividades.
- g) Las autoridades de gobierno han anunciado que durante el ciclo de vida de 40 años del proyecto se generarán aproximadamente unos US\$ 6 mil millones en impuestos y otros ingresos fiscales.
- h) La disponibilidad de gas natural permitirá a las empresas adoptar tecnologías más modernas y eficientes, las que, además de beneficiar al medio ambiente, mejorarán su capacidad de competir en los mercados regionales y mundiales.
- i) El desarrollo de Camisea beneficiará a la economía peruana mediante la reducción de los gastos nacionales sobre la energía importada; por tener suministros seguros domésticos de energía; mediante la inyección de fondos y la creación de puestos de trabajo; y a través de impuestos y otros ingresos al Estado

1.3 Descripción general del proyecto del gas de Camisea

El proyecto completo consta de pozos en los depósitos de San Martín y Cashiriari, que se encuentran a ambos márgenes del río Camisea. El gas y

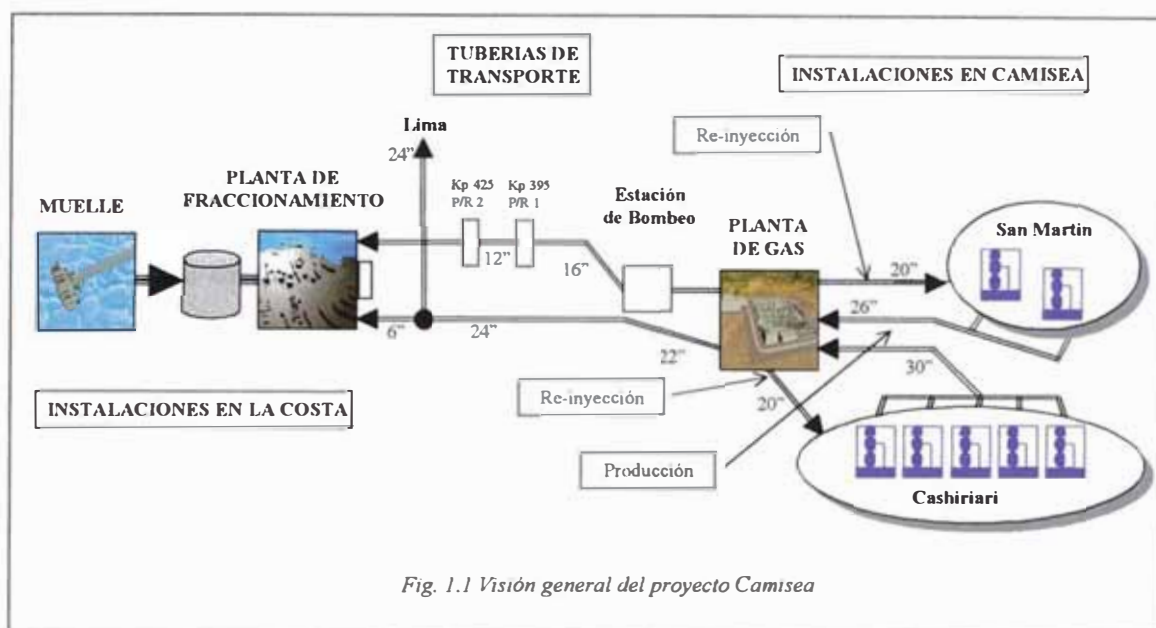
condensados producidos fluirán a través de un sistema de tuberías de recolección hasta la planta central de gas. Esta planta alimentará dos tuberías (gasoducto y poliducto) que desembocaran en la costa del pacífico y alimentarán una planta de fraccionamiento y un terminal portuario.

Los productos fluirán hasta Lima, para llegar a los consumidores nacionales y a los mercados internacionales.

El proyecto Camisea comprende un grupo integrado de sistemas que se extienden desde el área de Camisea hasta las costas de Lima. La magnitud, complejidad y la diversidad geográfica a lo largo de la extensión del proyecto provoca que su ejecución se organice en segmentos para un mejor y fácil manejo. Cada uno de estos segmentos es un gran reto, que merece ser tratado como un gran proyecto pieza fundamental del todo. Los tres segmentos son los siguientes:

- Instalaciones en el área de Camisea (producción y procesamiento)
- Transporte de productos
- Instalaciones en la costa (fraccionamiento y almacenamiento).

En la figura 1.1 se representa esquemáticamente el desarrollo total del Proyecto de Camisea.



El sistema ha sido diseñado para producir 100,000 bpd de NGL y 500 MMscfd de gas. Luego, estos serán transportados mediante dos tuberías (pipeline) hasta la costa de Lima donde el condensado será fraccionado en 50,000 bpd de condensado, 20,000 bpd de butano líquido y 30,000 bpd de propano líquido. El ciclo de vida de diseño de las instalaciones es de 40 años.

El desarrollo de las reservas será basado principalmente en la producción el campo de Cashiriari y seguidamente el de San Martín usando las facilidades de recolección del producto y su procesamiento en una planta para producir gas y los Líquidos de gas natural (NGL). Los fluidos de los reservorios serán separados en gas y NGL. Una fase inicial hasta 10 años prevee la producción mayoritaria de líquidos (hasta 70,000 bpd) y el reciclaje de la mayoría del gas (hasta 1000 MMscfd). Las fases de la producción subsecuentes preveen el aumento de la producción de gas de acuerdo a la evolución del mercado interno (potencialmente hasta 500 MMscfd desde el inicio de las operaciones) y externo del Perú, por un lapso de 30 años.

La producción se iniciará con la explotación en 7 grupos de pozos (well cluster) y una planta de separación de gas/NGL y con re-inyección de gas presurizado a los pozos. El gas (C1/C2) y los líquidos (C3+) serán transportados desde el área de Camisea vía las dos tuberías dedicadas a través de los andes a la costa localizada al sur de Lima.

El gas sobrante que por el momento no necesite el mercado será re-inyectado a los reservorios para mantener la presión de los reservorios. En la planta de la costa los líquidos serán fraccionados en LPG (C3/C4) y la gasolina natural (C5+). El gas licuado de petróleo (LPG) & la gasolina obtenidos será principalmente para la exportación vía los cargueros marinos de petróleo, aunque hasta 10,000 bpd de gasolina pueden transferirse para el uso en la refinería de Lima y se espera que exista un mercado doméstico pequeño para el LPG.

El gas no necesita ningún tratamiento extenso. El diseño de las tuberías de gas permitirán transportar 500 MMscfd desde la planta de gas a la costa sin necesidad de estaciones de compresión intermedia. En cambio para transferir los líquidos a la costa se necesitara de una estación de bombeo intermedia.

1.3.1 Instalaciones y líneas de producción en los pozos

Las instalaciones superficiales en San Martín y Cashiriari consisten en grupos de pozos, esto significa que se colocará entre 4 y 8 pozos cada 2 hectáreas. Estos lugares estarán separados por una distancia aproximada de 6 a 8 km. Los productos provenientes de estos pozos serán transportados a través de dos tuberías de 30 y 26 pulgadas instalada directamente enterrada hasta la planta de producción en las proximidades de los campos junto con dos tuberías de 20 pulgadas para la re-inyección del gas a los reservorios.

1.3.2 Planta de procesamiento de gas

La planta de procesamiento incluye la separación del gas, la deshidratación y las instalaciones para el control del punto de rocío; compresión para la re-inyección a los reservorios y bombeo/compresión para el traslado a la costa de los líquidos y el gas; la planta tendrá cuatro trenes de procesamiento, y esta diseñado para tratar hasta 2000 MMscfd de gas crudo producido en los pozos de San Martín y Cashiriari.

La planta producirá:

- | | |
|---|-------------|
| a) Líquidos de gas natural - NGL (C3 +) | 100,000 bpd |
| b) Gas para Lima | 500 MMscfd |
| c) Gas para productores independientes de energía | 130 MMscfd |

El resto del gas es re-inyectado y retornado a los campos de perforación. Los líquidos y los gases son transportados por tuberías hacia Lima y a los productores independientes de energía.

La planta de procesamiento de gas y las tuberías desde los pozos hacia ésta son el más grande reto en lo que se refiere a HSE (salud, seguridad y medio ambiente) y suministro de materiales. La distribución final contempla un movimiento mínimo de tierras, uso compacto de los espacios, configuraciones horizontales en vez de verticales y un reducido staff de construcción y operación.

La planta esta diseñada para minimizar el impacto ambiental y de las comunidades locales, y esta basado en el concepto de diseño “offshore” (emplazamiento aislado) para minimizar los traslados o movimientos de tierra, también serán considerados los conceptos de modularización para reducir los terrenos de construcción, y los conceptos de fácil operación y mantenimiento.

Dentro de los estudios de ubicación se consideró los costos de tubería, las limitaciones técnicas, el fácil transporte de equipos, la posibilidad de distorsionar la vida animal y de las comunidades, y el medio ambiente, finalmente después de evaluar varios lugares se llegó a su localización final cerca de las reservas de San Martín, en un lugar llamado Las Malvinas.

1.3.3 Tuberías de transporte de gas y NGL

Las tuberías hacia el área de Lima estarán directamente enterradas en su mayoría desde la planta de procesamiento de gas en Camisea hasta la planta de fraccionamiento en la costa en un lugar conocido como Pampa Clarita. Una tubería de 24 pulgadas para los gases (gasoducto) y una tubería de 16 pulgadas para los líquidos condensados (poliducto) de 700 km de longitud será instalada. Una estación de bombeo intermedia será instalada aproximadamente a 168 Km de la planta de gas con el fin de aumentar la presión para poder atravesar los andes. Debido a la diversidad geográfica que tendrán que atravesar las tuberías su construcción será un verdadero reto para las personas involucradas en el desarrollo del proyecto.

1.3.4 Planta de fraccionamiento e instalaciones para distribución

La planta de fraccionamiento consiste en un diseño de tren simple que separa el NGL que recibe en:

- a) Condensado 50,000 bpd
- b) Propano 30,000 bpd
- c) Butano 20,000 bpd

El tamaño de los tanques está previsto para almacenar 16 días de LPGs y 12.5 días de condensado. Habiéndose decidido por la ruta sur, la planta de fraccionamiento estará ubicada en el lugar conocido como Pampa Clarita.

El terminal marítimo está diseñado para ingresar en el mar aproximadamente 500 metros y tener una profundidad promedio de 18 metros desde la superficie del agua.

La planta de fraccionamiento y el terminal marino si bien es cierto no tiene el mismo impacto ambiental como la planta de gas y el recorrido de las tuberías desde Camisea, es la parte más visible del proyecto y necesita ser manejada con cuidado, esto comienza desde la elección del lugar, evitando estar cerca de zonas populosas, interrumpir o dificultar el turismo, e intervenir en las operaciones normales de pesca. Además de que su diseño deberá cumplir los estándares más estrictos de seguridad, salud y medio ambiente.

1.4 Estructura global del sistema de control

Los sistemas de control de las diferentes partes del proceso del proyecto Camisea, comprende una gran variedad de tecnologías de última generación probadas en la industria del petróleo y gas, los cuales incluyen: DCS's, PLC's, SCADA, controladores dedicados, sistemas de medición de flujo computarizados, analizadores, sistemas redundantes de parada de emergencia, sistemas de detección y protección contra fuego y gas, sistemas de detección de fugas y/o derrames de líquidos y gases, CCTV entre otros, toda esta gran diversidad de sistemas de control serán totalmente integrados como un solo gran sistema integral, al cual se podrá acceder en forma transparente desde cualquier ubicación geográfica dentro del ámbito del proyecto, cualquier supervisor podrá acceder a la gran variedad de información disponible, desde las necesidades de control, supervisión, cálculo de inventarios, fiscalización y distribución de productos, facturación, es decir todo el manejo administrativo.

A continuación damos una relación de los principales sistemas a implementarse en las diferentes partes del proyecto:

SISTEMA	TECNOLOGIA
Planta de gas	DCS's
Planta de fraccionamiento	DCS's
Estación de bombeo y compresión	PLC's
Sistema de supervisión y control	SCADA
Analizadores	Microprocesador dedicado
Cálculo de flujo multifase en boca de pozo	Microprocesador dedicado
Sistema de parada de emergencia (ESD)	Controladores dedicados
Sistema de fuego & gas	Controladores dedicados

1.5 Estructura de las comunicaciones

Uno de los pilares para el éxito del proyecto Camisea son las telecomunicaciones, que a su vez es una de las más críticas. El amplio espectro de servicios de comunicaciones desde SCADA, voz, datos y vídeo requieren una alta confiabilidad, alta disponibilidad, no interrumpibilidad, robustez del sistema durante la etapa de construcción y una vez finalizado el proyecto. Adicionalmente debe asegurarse un balance adecuado entre los servicios automatizados y las facilidades para la operación y mantenimiento del sistema.

Para alcanzar estos objetivos la red de telecomunicaciones será diseñado usando tecnologías probadas en el campo de las telecomunicaciones referente a conceptos de equipos y redes que proveerán alta confiabilidad e integridad de transmisión a través de la red de datos, voz y vídeo con un mínimo de mantenimiento. Se usaran técnicas de auto-protección y redundancia usando equipos

estandarizados y módulos que tengan robustez con alta disponibilidad al mismo tiempo que provean facilidad de mantenimiento y operación.

El diseño de la red propuesta está basado en las especificaciones de dos redes: un sistema SCADA y una red de telecomunicaciones utilizando como medio principal de comunicaciones el cable de fibra óptica. Cada red utilizará tecnología de transmisión de servicio integrado que cumpla con los requerimientos y objetivos del proyecto. Se planificará la transición de los equipos desde las estaciones temporales a las instalaciones permanentes cuidando la inversión en equipos de comunicaciones. Los protectores de los equipos de telecomunicaciones no solamente proveen de facilidad en el traslado de equipos durante la etapa de construcción del proyecto, sino también proveen un nivel de seguridad, un rápido chequeo de equipos y asistencia para el mantenimiento y operación de los equipos.

CAPITULO II CRITERIOS DE DISEÑO

2.1 Sistema de control distribuido (DCS)

Un sistema de control distribuido (DCS) es un sistema de control y monitoreo basado en microprocesadores, en los que los múltiples procesadores están separados física y funcionalmente, pero trabajan concurrentemente sobre una red. Los DCS's son utilizados en plantas de energía e industriales para aumentar al máximo eficiencia de la planta, la disponibilidad y fiabilidad.

El DCS proveerá un sistema de control robusto, seguro que utilizará sistemas de hardware y software de última generación para controlar la planta, el diseño estará basado en sistemas abiertos utilizando tecnología escalable.

La planta consiste de los grupos de pozos, la planta de gas, el gasoducto / poliducto y la planta de fraccionamiento. Se requiere un control y monitoreo totalmente transparente en cada una de estas instalaciones. Habrá dos salas de control principales una en la planta de gas y la segunda en la planta de fraccionamiento que será la de respaldo. En la figura 2.2 (página 34) podemos ver con más detalle la arquitectura de control y supervisión del sistema.

2.1.1 Arquitectura del sistema

El DCS dispone de estaciones y consolas de trabajo para los operadores e ingenieros y para las operaciones de mantenimiento y entrenamiento.

Tendrá capacidad de comunicación para la transferencia de la información entre los sistemas del DCS y los dispositivos externos tales como: PLC's, ESD's, F&GS, analizadores y el sistema SCADA.

2.1.2 Capacidades funcionales del DCS

- Monitorear las señales de las entradas y las alarmas.
- Realizar control de las salidas.
- Realizar algoritmos de control.
- Calcular funciones lógicas, matemáticas y de cálculo.
- Mostrar pantallas gráficas estándares con todas las variables del proceso.
- Anuncio y registro de alarmas
- Tendencias de las variables del proceso con datos en tiempo real e históricos
- Generación de reportes de datos
- Almacenamiento y recuperación de datos actuales e históricos
- Carga y descarga de funciones y programas entre los elementos del sistema
- Autodiagnostico del sistema de control
- Redundancia de los elementos del sistema

2.1.3 Requerimientos de diseño del DCS

2.1.3.1 Entradas

El DCS manipulará las señales de entrada estándares: termocuplas, señales de 4-20 mA, contactos secos, pulsos digitales, pulsos de voltaje AC y RTD's. La energía DC será suministrada para la señal estándar de 4-20 mA y los contactos de los dispositivos de entrada (serán alimentados desde los tableros del DCS). Cada lazo tendrá un fusible individual.

Las entradas de termocuplas:

- Serán cableados directamente a los módulos de entrada.
- Compensación por juntura fría.
- Linealización de todos los tipos estándares (B, E, J, K, R, S y T)
- Selección del rango de configuración
- Detección de circuito abierto con acción configurable de escala mínima y máxima.

Entradas análogas y RTD's:

- Serán de 4-20 mA, configuración a dos hilos y alimentados con 24 VDC.
- Los RTD's serán de 100 ohm en material de platino con configuración de tres conductores.

Entradas digitales:

- Contactos libres de potencial (alimentados por el sistema).
- Entradas de pulsos.
- El sistema soportara señales de 24 VDC y 230 VAC.

2.1.3.2 Salidas

- a) Las salidas análogas serán de 4-20 mA.
- b) Las salidas discretas serán contactos secos, con capacidad mínima de 3 A, 24 VDC, cargas no inductivas. Tendrán salidas todo/nada, momentáneas (ancho de pulso configurable) y continuas.
- c) Los módulos de salida tendrán fusibles para cada salida o limitadores de corriente.

2.1.3.3 Manejo y procesamiento de datos

El valor de una variable puede ser declarado invalido cuando ocurre una de los siguientes eventos:

- a) Si el valor de una variable esta fuera de rango
- b) Si el valor no puede ser medido o calculado
- c) Si un valor es declarado invalido por alguna aplicación del programa
- d) Si un valor es declarado invalido por el instrumento que lo genera

Cualquier lazo de control individual puede ser puesto fuera de servicio o en modo manual, y debe ser posible al operador manipular la salida de un lazo de control en modo manual.

Para el control tipo cascada, se puede configurar puntos de consigna remotos desde otros controladores regulatorios y estos controles deben posibilitar el intercambio del punto de consigna local (ingresado por el operador) con el punto de consigna remoto, el tiempo de transferencia será programable.

El DCS soportara los siguientes bloques de funciones:

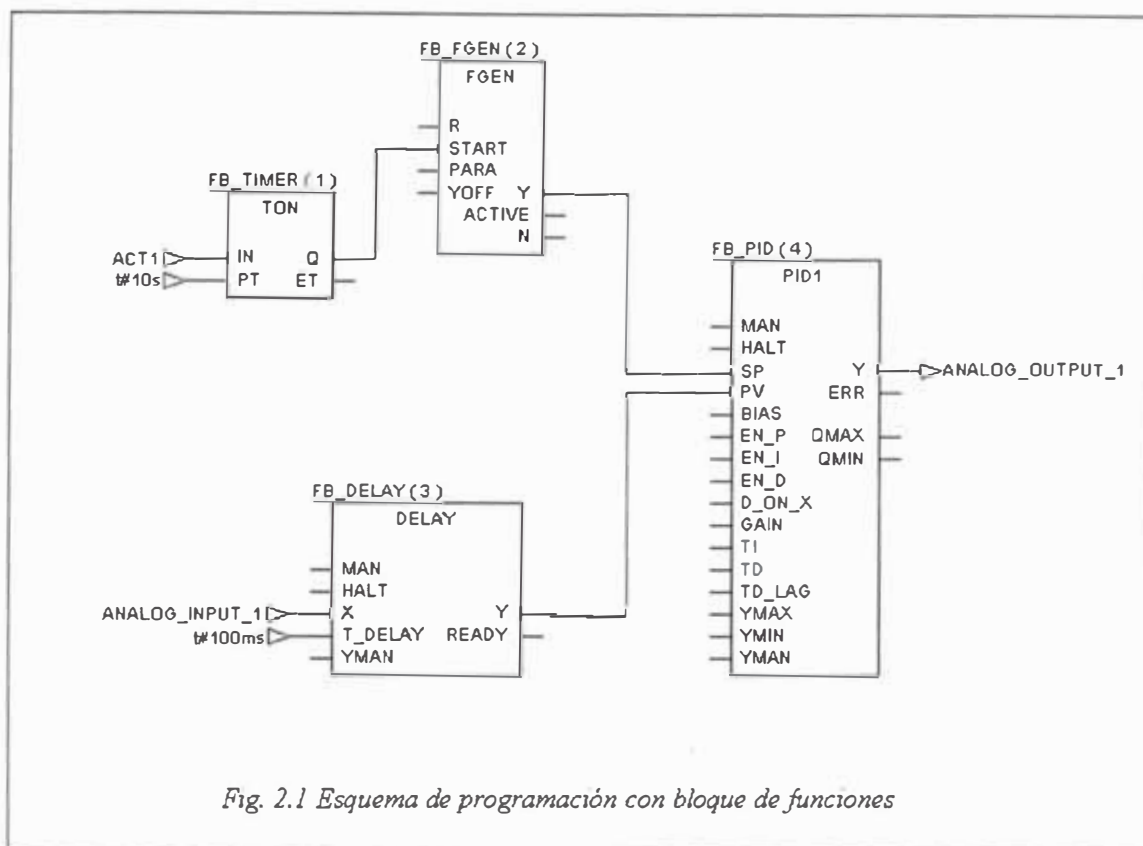
Funciones de E/S	Función de transferencia
Entradas análogas (AI)	Funciones de conversión de datos
Salidas análogas (AO)	Función splitter
Entradas digitales (DI)	Funciones de comunicación
Salidas digitales (DO)	Funciones de diagnostico
Control analógico	Función matemática
Función bias/ganancia	Función suma
Funciones de cálculos	Función división
Función de selección de control	Función integrador
Función de tiempo muerto	Función multiplicación
Función filtro	Función resta
Función de adelanto / retraso	Temporizadores / contadores
Función de limite	Función contador
Función de carga manual	Temporizador on-delay
Función PID	Temporizador off-delay
Función combinación de modos de control	Temporizadores retentivos
Función rampa	Función de pulso temporizado
Función modulador	Funciones lógicas (and, or, not, etc.)
Función limite de velocidad	Función disparo por flanco + y
Función proporción	Funciones condicionales
Función escalamiento	Función control de dispositivo
Función caracterización de señal	Función multiplexor

Función generador de función	Función de disparo por flanco +
Función selector de señal	Función de disparo por flanco -
Función flip-flop RS	Funciones de comparación
Función flip-flop SR	Funciones del sistema

Esta relación solo muestra algunas de los más importantes bloques de funciones para realizar las mas complejas rutinas de control, incluyendo los mas diversos tipos de datos de tipo: bit, byte, palabra, doble palabra, entero, real, cadena de caracteres, BCD, ASCII.

En la fig. 2.1 se observa un ejemplo simple de programación del DCS con bloque de funciones. El resultado de estas rutinas pueden interactuar con otros tipos de programación tales como los lenguajes de alto nivel, normalmente propietarios de los fabricantes del DCS.

El software optimizará los procesos de la planta, interactuando con otros dispositivos, para disponer los datos en tiempo real con capacidades de lectura/escritura y asegurando que los datos estén disponibles y sean fáciles de acceder por los diferentes sistemas que componen el DCS.



2.1.3.4 Pantallas gráficas

- El DCS permitirá visualizar los valores análogos y digitales actuales de todas las variables del proceso, medidas o procesadas en unidades de ingeniería.
- El sistema proveerá pantallas gráficas interactivas con el operador que servirá como interface con el sistema, en las pantallas se podrán configurar:
 - Tendencias con datos en tiempo real e históricos.
 - Gráficos para sintonización de lazos.
 - Pantallas con tendencias de grupos de variables seleccionables.
 - Valores de puntos de consigna.
 - Modos de operación automático–manual.
 - Manipulación y cálculo de salidas.
 - Resumen de estados de alarmas.

- Cambio de listas de registro.
 - Lista de eventos.
- c) Utilidades para el desarrollo de pantallas:
- Librería de símbolos predefinidos.
 - Librería de símbolos definidos por el usuario.
 - Caracteres definidos por el usuario.
 - Desarrollo de menús desplegables.
 - Campos ocultos en las pantallas que aparecerán solamente cuando se cumplan determinadas condiciones que permitirán al operador posibilidad de control.
 - Animación de pantallas tales como variación de llenado de tanques y cambio de color.
 - Funciones de configuración (mover, copiar, borrar, etc.).
 - Configuración de las teclas de función de cada pantalla para visualizar alarmas.
- d) Generación de la impresión de las pantallas gráficas a través de una tecla dedicada.
- e) El operador accederá a otras pantallas y gráficos seleccionándolos desde una lista o escribiendo sus nombres.
- f) Será posible poner en operación una nueva pantalla gráfica sin interrumpir la capacidad de control del operador.
- g) La herramienta de desarrollo de gráficos debe estar sujeta a la protección del sistema de acceso.
- h) Los atributos de control, monitoreo y estado de cualquier tag será desplegable en gráficos.

- i) Cada monitor debe ser capaz de mostrar todos los puntos de control y pantallas requeridos para visualizar todo el proceso.
- j) Todas las pantallas y gráficos estarán activos, mostrando los valores de las variables con un mínimo retardo desde que es solicitado.

2.1.3.5 Alarmas

- a) El DCS proveerá alarma visual y sonora de las variables del proceso, entradas de contactos, desviación de puntos de consigna y límites de salidas. El sistema tendrá capacidad de configuración total para la categorización, contenido, iniciación, anuncio audible, anuncio visual, registro en impresora y almacenamiento histórico.
- b) El DCS registrará permanentemente las ocurrencias de las condiciones de alarmas. Los registros podrán identificar el tag de la variable, el tiempo de la ocurrencia, etc.
- c) Los límites de las alarmas podrán ser reajustados en tiempo real desde cualquier estación de trabajo.
- d) Resumen de las alarmas del proceso activas mostrando las condiciones de alarma. El anuncio visual de cualquier alarma no puede ser limpiado a menos que ésta haya sido reconocida y que la condición que ocasiono la alarma retorne a su condición normal.
- e) El formato de las alarmas debe contener: el tag del punto en alarma, descripción de la alarma, tiempo de ocurrencia, prioridad de la alarma, valor actual del punto en alarma, unidades de ingeniería, estado de alarma y estado de reconocimiento de alarma.

- f) Se puede configurar un resumen de alarmas ocurridas, para que el operador pueda clasificarlos y ordenarlos.
- g) Las alarmas anunciarán su ocurrencia en forma gráfica solamente en aquellas estaciones de trabajo donde han sido configurados.
- h) Cada alarma será configurada para imprimirla o no, cuando ocurren.

2.1.3.6 Tendencias y registro de datos

- a) Registro en tiempo real e histórico de las variables del proceso.
- b) Capacidad de graficar tendencias de las variables del proceso con datos en tiempo real e histórico.
- c) Cada gráfico de tendencia será acompañado de los parámetros de la tendencia: variable, escala mínima y máxima, unidades de ingeniería y valor actual.
- d) Los rangos de tiempo de las tendencias serán seleccionables.
- e) Las tendencias con datos en tiempo real e histórico se mostrarán en la misma pantalla, así como las tendencias se podrán incluir en las pantallas gráficas.
- f) Configuración de grupos de tendencias predefinidas
- g) Configuración de tendencias en las pantallas gráficas
- h) Configuración por el operador en cualquier momento de una tendencia en tiempo real de cualquier variable simple o calculada (digital o analógico) y de cualquier parte del proceso.
- i) Configuración de más de una variable o variable calculada en una tendencia para realizar comparaciones.

2.1.3.7 Reportes

- a) Generación de reportes iniciado automáticamente por eventos, tiempo y alarmas o por cualquier combinación de los tres.

- b) Formato del reporte fijo o definido por la demanda del usuario.
- c) Los reportes accesarán a los datos en tiempo real, a los datos históricos y a los datos de la consola tales como listas de alarmas, lista de eventos y registros.
- d) Los reportes serán configurados interactivamente utilizando técnicas de llenado de datos en campos.
- e) Cualquier operador podrá acceder a los reportes desde la consola y podrá imprimirlos.

2.1.3.8 Datos históricos

- a) El DCS almacenará la información histórica y estado de todas las entradas, salidas y controles.
- b) El DCS almacenará los reportes.
- c) Los datos y reportes almacenados en registros históricos serán recuperados a solicitud de la estación de trabajo de ingeniería.

2.1.3.9 Comunicaciones en el DCS

- a) El DCS tendrá la opción de comunicación por fibra óptica, las limitaciones en la comunicación serán las limitaciones de la fibra óptica en sí.
- b) La comunicación entre los controladores será punto a punto.
- c) La red de comunicaciones del DCS será de arquitectura abierta y expandible.

2.1.3.10 Redundancia

- a) El sistema será equipado con controladores, módulos de comunicación de E/S y comunicación serial redundante.
- b) La red de comunicación de datos será totalmente redundante. La falla de un elemento redundante de la red de datos no ocasionará la pérdida de datos ni tampoco la degradación de las comunicaciones. La transferencia entre los

elementos redundantes será transparente para los dispositivos que se están comunicando sobre la red.

- c) Todas las fuentes de energía serán redundantes, de tal manera que la pérdida de un único componente no sea causal de falla de todo el sistema.
- d) Servidores redundantes que permitan la operación de los eventos, tendencias, alarmas, control de dispositivos y pantallas gráficas.
- e) Las fallas en los sistemas de respaldo serán anunciadas en las alarmas del sistema.
- f) Todos los equipamientos y sub-sistemas de redundancia serán monitoreados continuamente en toda su integridad.

2.1.3.11 Consolas del operador

- a) Cada consola tendrá uno o más estaciones del operador.
- b) Cada estación del operador tendrá un monitor de 19" o mayor.
- c) Todos los monitores dentro de la consola serán accesibles de cualquier teclado dentro de la consola.
- d) Las estaciones de ingeniería estarán separados de las consolas del operador y estarán equipados con todas las facilidades de hardware y software, cumplirán con las siguientes funciones:
 - Configuración
 - Generación de base de datos
 - Generación y modificación de pantallas gráficas
 - Generación y modificación de algoritmos de control
 - Generación y modificación de reportes
 - Configuración de sistemas de acceso

- Acceso a los archivos
 - Diagnóstico
 - Acceso a programas utilitarios
- e) Desde una estación del operador se podrá acceder al control de cualquier área de la planta. La limitación lo dará el acceso asignado al operador.

2.1.3.12 Seguridad del DCS

Seguridad de acceso, el sistema chequeara los comandos del operador para la autorización. El acceso a todas las funciones del sistema será protegido por un sistema de códigos de acceso.

Las aplicaciones de la seguridad tendrán capacidad de limitar los accesos de los usuarios a las áreas de proceso específico, estaciones del operador y privilegios del sistema, para el cual el operador será adecuadamente entrenado para operarlo. Se requerirá un sistema administrador de privilegios para configurar y cambiar los privilegios de los usuarios y sus accesos.

2.1.3.13 Requerimientos ambientales del DCS

Todos los equipos serán diseñados para trabajar en ambiente industrial y operar en las siguientes condiciones ambientales:

Temperatura ambiental	0 a 40 °C
Presión atmosférica	0 a 15 psia
Humedad relativa (sin condensación)	5 a 95 %
Polvo	> 10 microns
Vibración	Para zona 4 (terremoto)
Shock (embarque / almacenamiento)	3.0 g
Sonido	35 dBa max. @ 5 pies

2.1.3.14 Requisitos de suministro de energía

El sistema de distribución de energía será diseñado después de considerar las cargas actuales y las de ampliación futura, confiabilidad, redundancia, acondicionamiento de líneas y regulación de voltaje. Se utilizará UPS's como fuente primaria para proteger contra las interrupciones de energía. Se instalarán sistemas de aterramiento adecuados para mantener la seguridad, control del ruido, y referencia de señales para los sistemas de medición y control. También se instalarán los cables con la separación apropiada entre sí para prevenir riesgos eléctrico y la interferencia de las señales. La iluminación debe acomodarse a las necesidades individuales, y la protección contra el fuego.

Un DCS debe proporcionarse con un sistema de alimentación de energía segura y confiable. Porque la seguridad es de importancia fundamental, el sistema debe proteger al personal y los equipos del peligro y riesgos de fuego.

Los requisitos de fiabilidad del sistema deben proporcionar redundancia y aislamiento.

Las siguientes pautas deben seguirse para diseñar el sistema de alimentación de energía del DCS:

- a) Se deben utilizar dos fuentes separadas, una primaria y otra secundaria.
- b) Las fuentes de energía deben derivarse separadamente para obtener aislamiento eléctrico del sistema eléctrico de la planta.
- c) Las fluctuaciones de voltaje y frecuencia deben mantenerse dentro de los rangos especificados del DCS. Se utilizaran transformadores de regulación de voltaje.
- d) Se utilizaran transformadores de aislamiento para minimizar los efectos de transitorios e interferencias eléctricas o interferencias inductivas.

- e) Un DCS no puede resistir una interrupción de energía. Se utilizará una fuente de suministro de energía permanente (UPS), se utilizará en los circuitos susceptibles de pérdida de energía. Además de proporcionar protección contra las interrupciones, un UPS es una fuente de energía limpia.
- f) La distorsión armónica monofásica de las fuentes de energía de los DCS no debe exceder el 3%, y la distorsión armónica total no debe exceder 5%. Cuando se seleccione el UPS debemos seleccionar cuidadosamente de modo que reúna los requisitos de distorsión de armónicos.
- g) Cada carga del DCS debe ser alimentada desde un interruptor termomagnético independiente y dedicado del panel de distribución.

El UPS del DCS soportará la carga total del sistema DCS, será la fuente de energía requerida durante la ausencia de la energía.

La carga total del DCS será calculada considerando la potencia en voltamperios de cada equipo que compone el sistema DCS. Se utilizará un factor de demanda de 100% porque toda las cargas del DCS funcionara simultáneamente.

2.1.3.15 Requerimientos de puesta a tierra

Los sistemas eléctricos para el DCS deben conectarse a tierra para proteger al personal de descargas eléctricas, para prevenir daños a los equipo, y para asegurar la fiabilidad y integridad del sistema.

Hay tres sistemas de aterramiento empleados en el DCS. Éstos incluyen: seguridad del sistema de tierra, señales referenciadas a tierra y aterramiento de las pantallas.

a).- Seguridad del sistema de tierra

La seguridad tanto para el personal y los equipos se debe garantizar conectando todas las estructuras metálicas (tableros, bandejas, cajas de conexión, etc.) a la red de tierra de la planta. Esto prevendrá que estas partes se energicen en caso de fallas de los equipos o sistemas. Esto se detalla más extensamente en la norma ANSI/NFPA 70, NEC, Artículo 250.

b).- Señales referenciadas a tierra

Las señales referenciadas a tierra suministran una referencia común de voltaje cero para el sistemas de control. Este sistema de aterramiento utiliza conductores aislados, y solamente son dedicados al uso del DCS. En un DCS, todas las señales aterradas serán conectadas a un solo punto de tierra. Este punto de conexión con tierra elimina las corrientes circulantes y referencia todas las señales al mismo potencial de tierra. El sistema de tierra de un único punto conectado a tierra es muy efectivo a bajas frecuencias. Se utilizaran aterramiento en puntos múltiples cuando el equipo opera a frecuencias sobre los 300 kHz, o cuando la longitud del cable de tierra sean más largas que 180 metros.

c).- Aterramiento de las pantallas

Las fuentes de ruido eléctrico deben alejarse del DCS, de tal manera que no cause problemas. Los cables de señales utilizan apantallamientos, los cuales son aterrados para reducir la introducción de ruidos en la señal. Las pantallas deben conectarse a tierra solamente en un extremo del cable, preferentemente en el extremo de la fuente de señal. No se conectaran ambos extremos del cable, pues esto producirá corrientes circulantes (ruido) debido a la diferencia de potencial a los dos extremos.

d).- Pautas generales

Los tres sistemas de tierra arriba mencionados deben unirse a la malla de tierra de la planta. Mantener diferentes sistemas de tierra aislados resultarían en potenciales eléctricos peligrosos. Estos potenciales eléctricos pueden ocasionar fallas catastróficas en los equipos y electrocución en las personas.

A veces recomiendan que la tierra de referencia de las señales se debe aislar de la tierra de seguridad de la planta debido a que la tierra de seguridad de la planta tiene niveles altos de energía (ruido) en él. Debido a la amenaza inherente a seguridad, esta práctica debe evitarse y se deben emplear otros medios, tales como reducir la impedancia de la tierra, etc., para reducir ruido. Si, como un último recurso las dos tierras será aisladas, entonces se deben unir ambas tierras en un único punto.

Para maximizar la eficiencia, la impedancia de los electrodos deben ser los más bajos posibles. Deben hacerse provisiones para medir la impedancia de los electrodos de tierra durante la instalación, y periódicamente después. La norma IEEE-1050 proporciona una guía adicional.

2.1.3.16 Ruido eléctrico

Cualquier señal no deseada, señal eléctrica inducida en un sistema electrónico es considerado ruido. Las señales de ruido pueden ser permanentes o transitorios, y puede ser causado por interferencia electromagnética (EMI) o interferencia de radio frecuencia (RFI).

Las fuentes comunes de EMI incluyen las grandes máquinas eléctricas rotativas que producen grandes campos magnéticos, relés, contactos, circuitos con tiristores y líneas de energía. La mayoría de las fuentes de EMI se inhibe mejor en el equipo donde se genera. Realizando un adecuado aterramiento, conectando las pantallas de

los cables de control y realizando el recorrido de los cables alejado de los equipos o cables que producen ruido se puede mejorar la protección del DCS contra el EMI.

Las fuentes de RFI incluyen transmisores de radio frecuencia y las lamparas fluorescentes. El sistema estará diseñado para tolerar ruido de RFI instalando filtros adecuados y conectando las pantallas a tierra. Es más, se debe considerar el uso de lamparas fluorescentes con filtros de RFI.

a).- Instalacion eléctrica del sistema

Sistema de cableado del DCS consiste en muchos tipos de cables que deben instalarse entre sí con separación apropiada para prevenir interferencia a las señales de control y daños al personal.

Los cables de datos que interconectan los tableros del DCS y los dispositivos periféricos. Estos cables incluyen coaxial, twinax, multiconductores, y fibra óptica. Los cables redundantes de los datos serán instalados en canalizaciones separadas y protección EMI. Los cables de fibra óptica no necesitan ninguna separación para protección de EMI.

La instalación eléctrica de las señales de control e instrumentación del proceso a los tableros del DCS requiere un tratamiento especial, una descripción general breve de tipos diferentes de cables señalados sigue:

Cables de E/S analógicos: cables que llevan 4-20 mA y otras señales analógicas de bajo nivel (menos de 30 voltios) deben conectarse sus pantallas a tierra para reducir los efectos de acoples de ruidos electromagnéticos y electrostáticos. Estos cables deben recorrer en conductos de cables de instrumentación.

Cables de termocuplas: deben hacerse del mismo metal que el de la termocupla, deben conectarse sus pantallas a tierra.

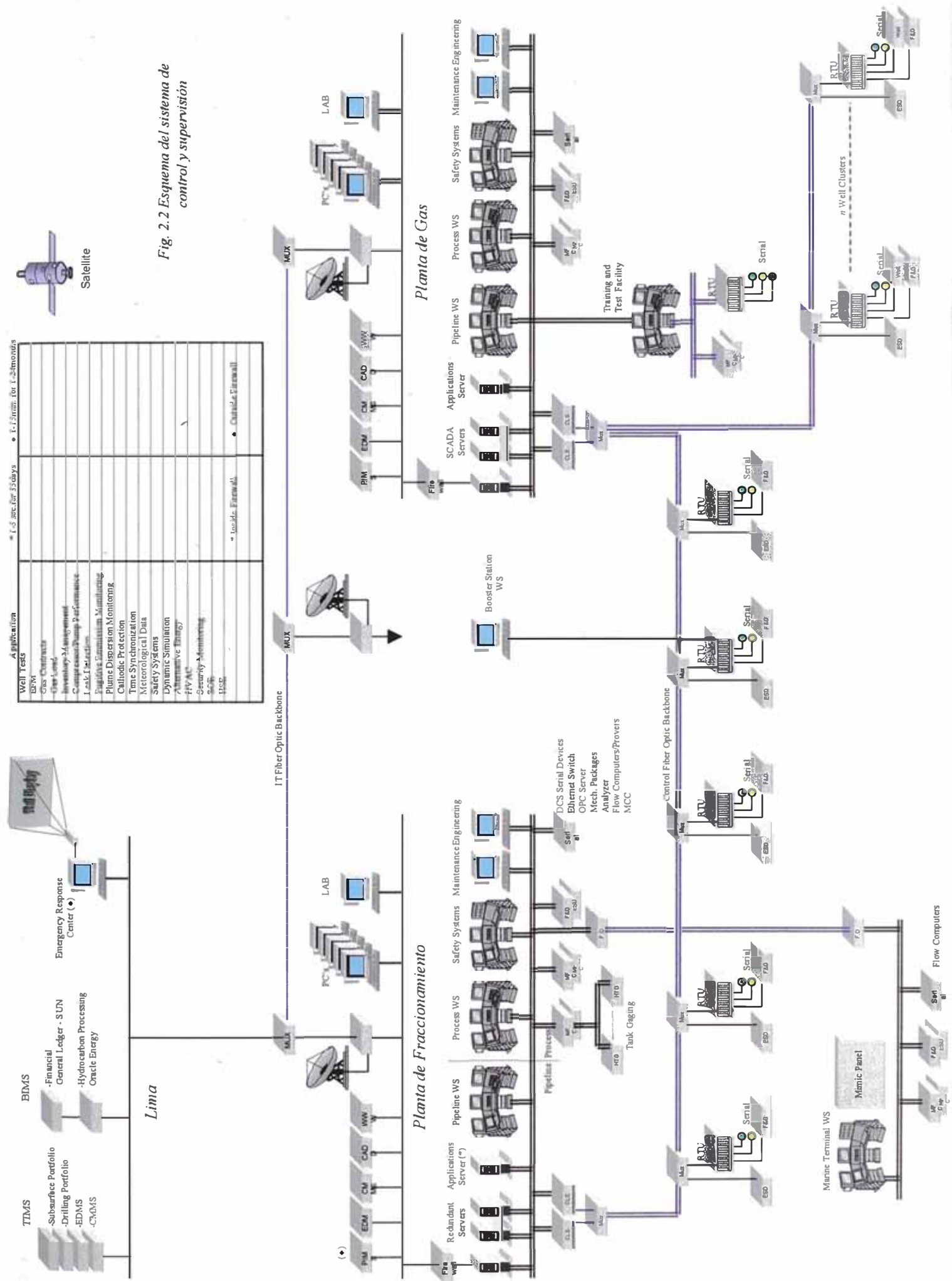


Fig. 2.2 Esquema del sistema de control y supervisión

Cables de RTD: deben conectarse sus pantallas a tierra, deben conectarse adecuadamente si son de tres o cuatro hilos.

Cables de E/S digitales: los cables de señales digitales de nivel bajo (menos de 30 voltios) deben aterrarse y recorrer en ductos de instrumentación. Por otro lado, los cables de señales digitales de nivel alto (mayor que 30 voltios) deben instalarse en ductos de control.

2.2 Clasificación de áreas peligrosas

Las áreas peligrosas son aquellas que contienen vapores, líquidos, gases inflamables, polvos combustibles y fibras que pueden causar fuegos o explosiones si se someten a una fuente de ignición. Estas áreas están clasificadas en base a sus características de peligrosidad y para clasificar un área, es necesario determinar su clase, división y grupo; por lo tanto es imperativo que el equipo eléctrico, instrumentación y control seleccionado sea adecuado, apropiadamente instalado y mantenido para la protección del personal y las instalaciones de la planta.

El código nacional de electricidad (NEC) reconoce dos divisiones (división 1 y división 2), también clasifica a los gases explosivos como clase I, a los polvos explosivos como clase II y las fibras o materiales volátiles como clase III.

Para describir adecuadamente un área que contiene gases o polvos explosivos, es necesario determinar la clase, división y grupo; para los gases se tiene los grupos A, B, C y D y para los polvos explosivos se tiene los grupos E, F y G.

2.2.1 Clasificación clase I, división 1

Es aquella en la cual la concentración peligrosa de gases o vapores inflamables existe continuamente, intermitentemente o periódicamente en ambientes bajo condiciones normales de operación.

2.2.2 Clasificación clase I, división 2

Es aquella en la cual se manejan, procesan o usan líquidos volátiles o gases inflamables pero en la que estos líquidos o gases se encuentran normalmente dentro de recipientes o sistemas cerrados, de los cuales pueden escaparse solo en caso de ruptura accidental o en caso de operación anormal del equipo.

2.2.3 Clasificación clase II, división 1

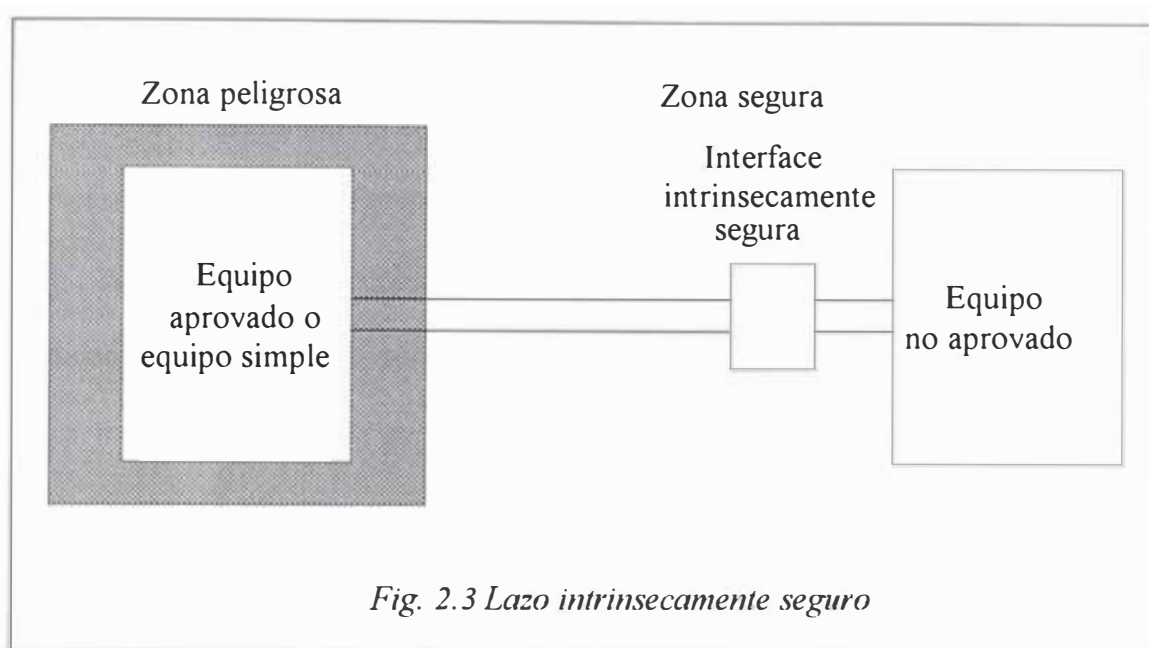
Es aquella en la cual hay o puede haber polvo combustible en suspensión en el aire en forma continua, intermitente o periódica bajo condiciones normales de operación, en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

2.2.4 Clasificación clase II, división 2

Es aquella en la cual el polvo combustible no está normalmente en suspensión en el aire ni será puesto en suspensión por la operación normal del equipo, en cantidades suficientes para producir mezclas inflamables o explosivas.

2.2.5 Equipos intrínsecamente seguros

Un equipo intrínsecamente seguro es un equipo especialmente diseñado para limitar la energía disponible a un nivel tan bajo que no produzca una chispa, ni caliente la superficie lo suficiente para encender un gas, vapor o cualquier polvo específico. El uso principal de este tipo de equipos es en instrumentos que se utilizan en los procesos industriales. Los circuitos eléctricos deben funcionar de tal modo que los voltajes inducidos no se apliquen sobre el alambrado eléctrico.



2.2.6 Principio de protección de áreas peligrosas

La mayoría de equipos de instrumentación y control de campo instalados en sitios remotos serán clasificados para áreas peligrosas zonas 1 y 2. El resto será instalado en áreas de clasificación de uso general. Se instalarán barreras de seguridad intrínseca para proteger los circuitos que están ubicados en áreas peligrosas o también se utilizarán técnicas de diseño adecuadas.

Se diseñarán las barreras de seguridad intrínseca para soportar una carga de hasta tres instrumentos externos. Cada instrumento de campo conectado al lazo utilizará señal de 4 to 20 mA.

Los equipos del sistema DCS y el cableado asociado a él, preferentemente deben ser localizados fuera de áreas peligrosas (clasificadas). Si es completamente necesario localizar cualquier equipo en una zona peligrosa, se deben utilizar tableros de encerramiento apropiados y métodos de instalación eléctricos según la clasificación del área, tal como se especifica en la norma ANSI/NFPA 70.

2.3 Sistema de votación

Hoy en día cuando un equipo falla, cada vez es mas frecuente que otro equipo de respaldo entre en operación, entonces el proceso continua ininterrumpidamente. Pero cuando falla un instrumento, el proceso generalmente se detiene y se producen perdidas por falta de producción. Estos paros de producción no deseados por falla de algún instrumento pueden ser reducidos o eliminados por sistemas que incluyan transmisores redundantes.

Los sistemas de control han avanzado significativamente en lo que es confiabilidad a partir de un simple controlador lógico programable (PLC) hasta el concepto de sistemas triplicados que pueden comunicarse digitalmente con un sistema de control distribuido (DCS) y ser programados con un alto grado de confiabilidad. Los instrumentos de campo no han avanzado al mismo ritmo. Los instrumentos críticos tienen básicamente un control de lazo simple o puntos de disparo. Funciones de parada de emergencia (ESD) tienen una ganancia independiente desde los puntos de control, pero han añadido componentes que pueden fallar y enviar señales de parada sacando a la unidad de servicio.

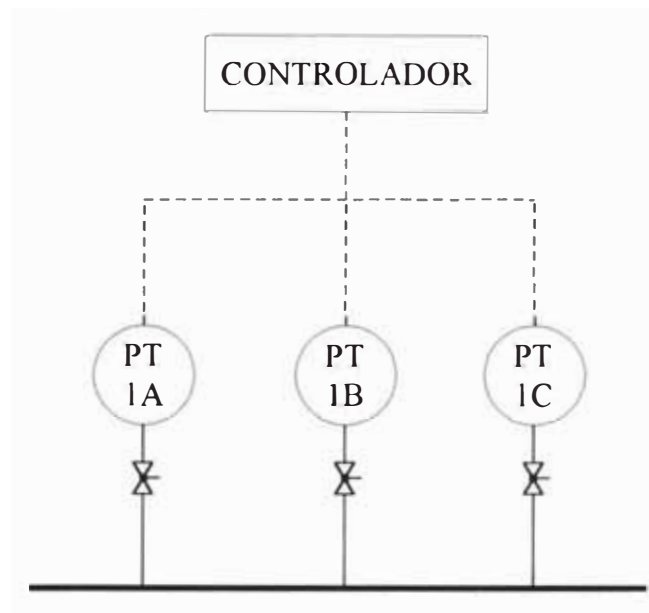


Fig. 2.4 Sistema de votación - instrumentación

Nosotros sabemos que las partes y los mismos aparatos fallan. También sabemos que existen costos asociados con disparos de parada producidos por estas fallas. Ahora nosotros debemos darnos cuenta que estos costos por paradas no deseadas pueden ser reducidos o eliminados con sistemas que incluyan transmisores redundantes como el que se muestra en la fig. 2.4. Combinando esta redundancia con un adecuado esquema de votación que reduzcan las paradas no deseadas y reduzcan los costos de producción.

Vamos a analizar cuatro sistemas de votación ESD: uno de uno, uno de dos, dos de dos y dos de tres, compararemos probabilidades de suceso para cada esquema bajo varias circunstancias.

a).- Votación uno de uno, es simple pero costoso

El uno de uno es el sistema de votación más simple a ser instalado, la programación de los PLC's son las más sencillas, y las instalaciones incluyendo los costos de cables son los más bajos. Estos pueden ser programados para ser falla

segura, para una configuración de transmisor si la señal es menor a 3 mA o mayor a 21 mA, la ESD debe de ser programada para reconocer esta como una falla y votar por el disparo. Si el transmisor excede estos valores, el sistema DCS puede trabar la señal de salida y enviar una señal de alarma para que el operador pueda tomar una decisión antes de parar el sistema.

La desventaja de este esquema es un costo elevado a largo plazo y las pérdidas de producción pueden ser altas por disparos no deseados.

b).- Votación uno de dos, agrega flexibilidad

La votación uno de dos necesita instalaciones adicionales, tarjetas de señales de entrada adicionales en el PLC y DCS, y un costo más elevado en cableado. Los dos transmisores deben de ser cableados en tarjetas de entradas separadas en el PLC o DCS.

En un sistema controlado por PLC este puede ser programado para votar por la posición de falla segura en caso de una señal de falla, sin embargo algunos sistemas requieren que los dos transmisores envíen su señal de bajo nivel o que uno de ellos envíe su señal de alto nivel para detener el sistema.

En un esquema de control de DCS. El segundo transmisor es una herramienta invaluable. La programación del DCS puede comparar las señales enviadas por los dos transmisores y compararlas constantemente, en cuanto detecte una desviación superior a un porcentaje determinado en una de las señales envía una señal de alarma para que los transmisores sean revisados.

c).- Votación dos de dos, no tiene falla segura

El sistema de votación dos de dos esta implementado para requerir de la señal de falla de ambos transmisores para una condición de disparo. No está considerada

una condición de falla segura porque hay muchas condiciones en las cuales uno de los transmisores puede estar fuera de servicio e imposibilitado de dar una señal de disparo. Por lo tanto, si uno de los dos transmisores dá señal de disparo el sistema no se detendrá.

Un sistema de votación dos de dos no es normalmente usado en un proceso o para ESDs, pero es él mas frecuentemente usado en equipos rotativos, donde las limitaciones de espacio hacen difícil la instalación de tres sensores.

d).- Votación dos de tres, otorga la más alta confiabilidad

El sistema de votación dos de tres es el sistema más costoso para instalar, pero es él más fácil de mantener y monitorear y otorga él mas alto nivel de confiabilidad para una apropiada operación de una planta. Las señales de los tres transmisores deben de llegar a diferentes tarjetas de entrada de datos para evitar que una falla en la tarjeta ocasione la salida de servicio de los tres transmisores.

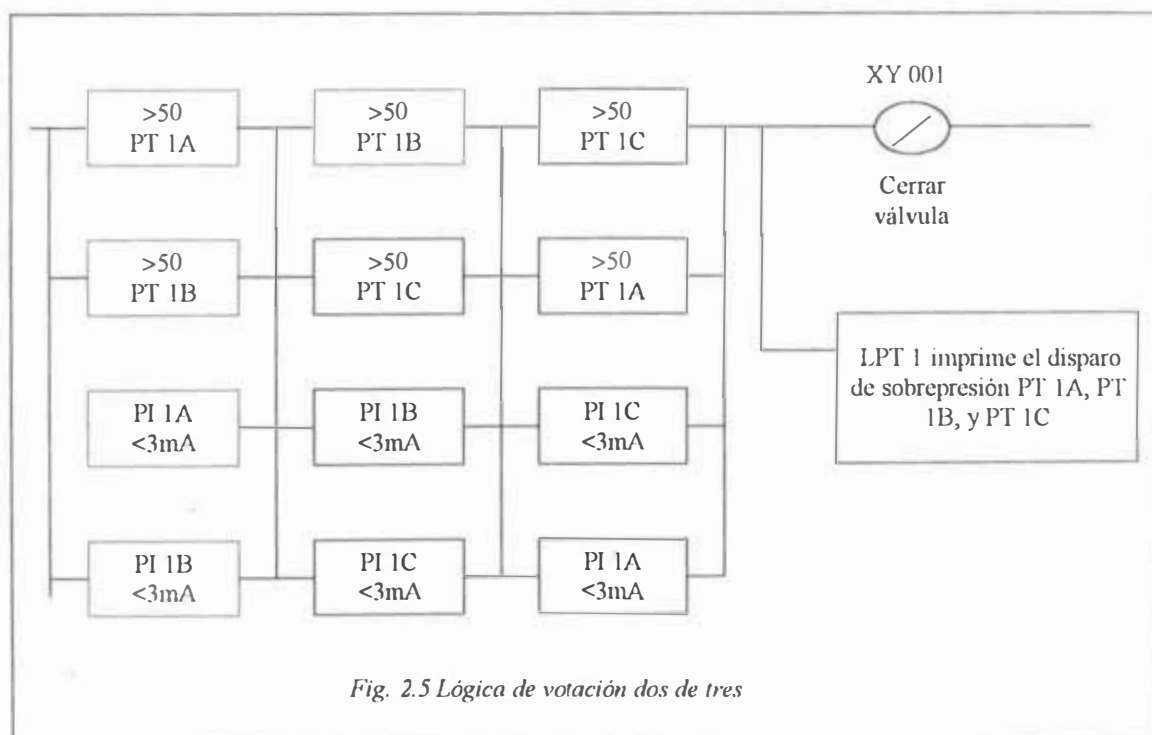


Fig. 2.5 Lógica de votación dos de tres

En la fig. 2.5 podemos observar un ejemplo de la lógica de programación en el PLC, para el disparo y cierre de la válvula en caso de que dos de las tres señales de los transmisores cumplan la condición de disparo.

2.4 Tecnología a utilizarse

Se utilizara lo ultimo en tecnología para implementar los diferentes sistemas del proyecto, se utilizará equipos de control: PLC's, DCS's, analizadores, controladores dedicados de sistemas autonomos, entre otros. Aqui vamos a describir dos temas: las celdas de combustible y las celdas solares.

2.4.1 Celdas de combustible (fuel cells)

Estos son dispositivos electroquímicos que convierten energía química de reacciones en energía eléctrica en forma directa. A diferencia con una celda de batería, que tiene una cantidad limitada de energía química almacenada, estas reciben en forma continua el gas combustible en el ánodo y aire como oxidante en el cátodo.

Una celda galvánica produce energía eléctrica con eficiencia elevada, de hasta 90%, en contraste con eficiencias de 30-40% típicas del conjunto combustión - turbina de vapor - generador eléctrico.

Estas fuentes de conversión fueron descubiertas en 1839 algunos años después del descubrimiento de Volta, están en uso práctico desde el comienzo de los vuelos espaciales, donde fueron utilizadas para generar electricidad, agua y calor necesario en las naves que no llevan paneles solares, como las cápsulas tripuladas, demostrando ser una fuente compacta, confiable y eficiente.

2.4.1.1 Tipos de celdas de combustible

Hay varios tipos de celdas de combustible en desarrollo para uso de generación eléctrica en la tierra, y se han clasificado de acuerdo con el electrolito utilizado, esto

determina la temperatura de funcionamiento y la presión de trabajo que debe tener el suministro de combustible y de aire.

Clasificadas en orden de menor a mayor temperatura tenemos:

- a) PEFC: Polimer Electrolyte Fuel Cell - celdas de combustible de electrolito de polímero a 80 °C.
- b) AFC: Alkaline Fuel Cell - celdas de combustible alcalinas a 100 °C.
- c) PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell - celda de combustible de ácido fosfórico a 200 °C.
- d) MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell - celda de combustible de carbonato fundido a 650 °C.
- e) SOFC: Solid Oxide Fuel Cell - celda de combustible de óxido sólido a 1000 °C

La temperatura de operación significa también de menor a mayor eficiencia, de conversión de energía, porque a mayor temperatura de salida de los gases de reacción se le puede extraer mayor energía eléctrica mediante el uso de vapor en una turbina, y utilizar el resto de calor en calefacción.

Como residuos de la conversión obtenemos productos no contaminantes como agua en forma de vapor de agua si utilizamos hidrógeno y oxígeno puros.

En tierra tenemos que obtener el hidrógeno mediante un proceso de reforma del gas natural de manera que podamos convertir el gas natural, directamente en energía eléctrica sin el uso de turbinas, sin quemar el gas que produce la elevación de la temperatura que permite la formación de óxido de azufre y óxido nítrico, que son los causantes de las lluvias ácidas.

Esta nueva opción ofrece un campo, ideal para la aplicación de las reservas de gas de nuestro país, donde los recursos de petróleo están en descenso.

La energía producida se está conociendo en el mercado como energía premium, por ser de excelente calidad.

2.4.2 Celdas solares

Básicamente se utilizarán en aquellos lugares remotos donde se ubicarán los bloques de válvulas y donde el mantenimiento se realizará en intervalos de tiempo largos, debido a la difícil accesibilidad al terreno (el acceso será con helicóptero), por lo tanto estos sistemas deben ser muy confiables para garantizar su autonomía durante las operaciones del sistema. En la fig. 2.6 observamos una configuración típica de alimentación eléctrica con paneles solares.

Los módulos fotovoltaicos probablemente es el método más benigno de generación de electricidad que se conoce. Son silenciosos, no producen emisiones y no emplean combustible.

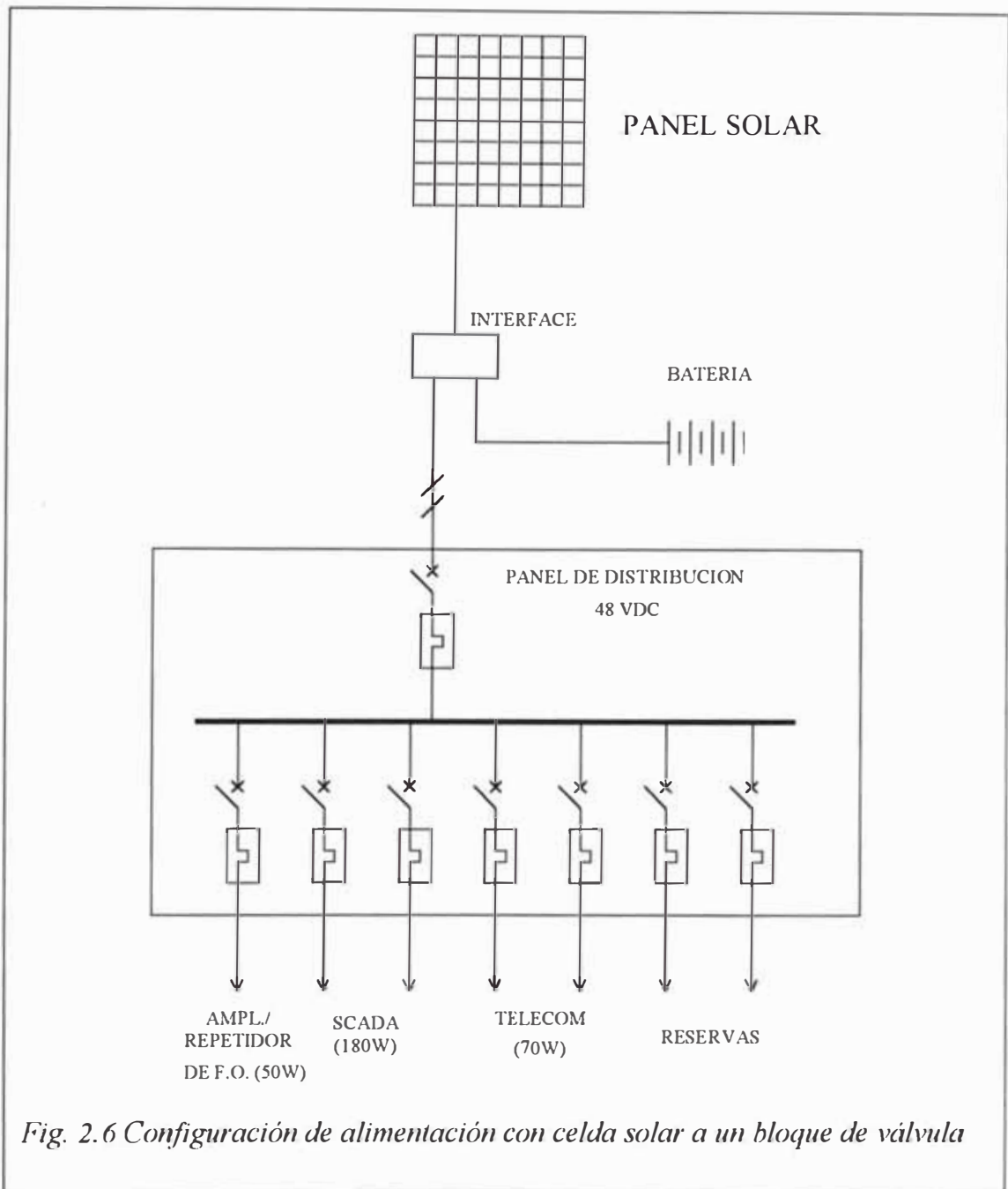


Fig. 2.6 Configuración de alimentación con celda solar a un bloque de válvula

CAPITULO III SISTEMA DE CONTROL DE TURBINAS

Pasaremos ahora a describir el propósito de la estación de bombeo y compresión intermedia de las tuberías de transporte de los productos del proyecto Camisea. La filosofía usada para la ubicación de la estación de bombeo y compresión se ajusta a los cálculos hidráulicos de las tuberías de gas y líquidos que tendrán que tener de preferencia una misma ubicación. Para el sistema evaluado la estación estará ubicada aproximadamente en el kilómetro 168 de la trayectoria de la tubería a una altitud aproximada de 3000 msnm. Los actuadores de las bombas y compresores serán turbinas de gas que son fabricadas con coberturas diseñadas dentro de los estándares del proyecto con todos los requerimientos de instrumentación y control que puedan reducir al máximo las horas hombre locales usadas en su operación, otras consideraciones son las de la modularización de los servicios auxiliares convirtiéndolos en módulos de fácil montaje y puesta en marcha.

Para determinar la ubicación y tamaño de las instalaciones se tendrán en cuenta diversos aspectos que sumados darán entre varias alternativas la más conveniente. Por ejemplo, los cálculos hidráulicos, la topografía del terreno, vías de acceso, proximidad de recursos tales como agua y agregados para concreto, el caudal que deseamos transportar, es también importante tomar en cuenta que la ubicación de las bombas y los compresores coincidan en un solo punto, impacto ambiental, seguridad y riesgos, volumen del movimiento de tierra, factores meteorológicos, etc.

3.1 Control de compresores y bombas

El sistema de control de una turbina es uno de los más importantes de la maquinaria. La secuencia de eventos requiere precisión y exactitud, además de una excelente calibración de los instrumentos. La precisión, exactitud y repetibilidad del sistema de control de combustible es esencial para evitar daños térmicos durante el arranque y operación normal. Esto se puede ver claramente en la fig. 3.1, el cual muestra el control con PLC del sistema de gas combustible.

3.1.1 Sistema de control

El control de las turbinas será realizado por PLC's de última generación, estos controladores programables realizarán las siguientes funciones de control de las turbinas:

- a) Secuencia de control de arranque y parada.
- b) Control regulatorio de combustible.
- c) Control adaptable para mantener la máquina dentro de los límites operacionales.
- d) Control automático de carga.
- e) Indicación analógica de las variables más importantes (velocidad, temperatura, vibración, apertura de válvulas, etc.).
- f) Anuncio de alarmas y paradas con alta resolución.
- g) Indicación de la posición de las válvulas.

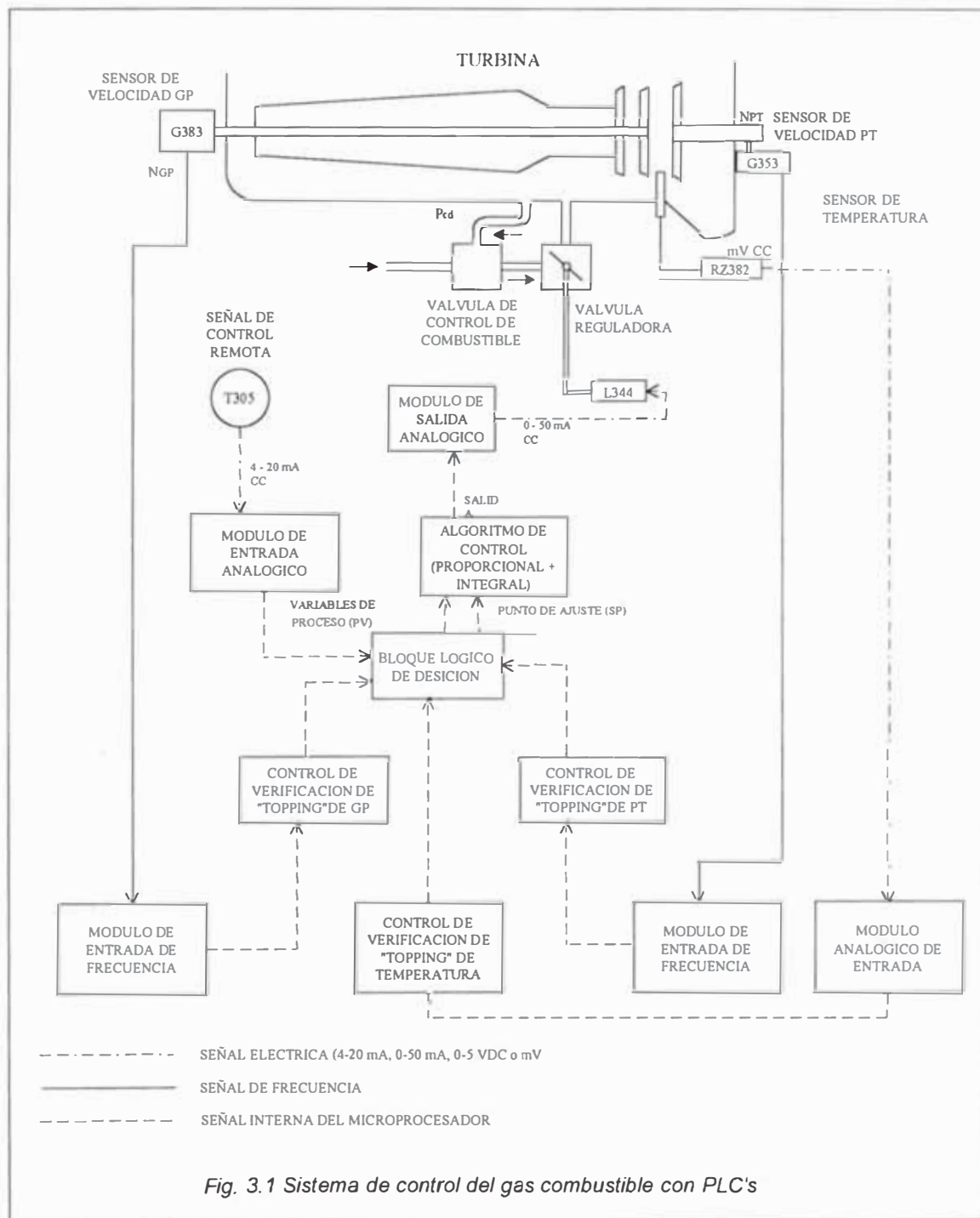
Ventajas de los PLC's en control de turbinas:

- a) Menos requerimiento de mantenimiento. Como los PLC's cuentan con autodiagnóstico, la detección de fallas es más rápida por lo que se eliminan paradas prolongadas.

- b) Se pueden realizar mejores estrategias de control. Debido a la flexibilidad del sistema, pueden programarse estrategias complicadas sin necesidad de cambiar equipos.
- c) Prolongación de la vida útil de las turbinas. El mejor control del combustible produce aceleraciones y desaceleraciones mas uniformes por lo que se elimina la posibilidad de daños térmicos.
- d) Tiempos de respuesta más cortos. La velocidad de muestreo de los PLC's en el mercado garantiza una mejor respuesta y pueden diseñarse los algoritmos con bloques lógicos de anticipación.
- e) Mayor facilidad para realizar la calibración de los lazos de control.
- f) Mayor vida útil de los componentes del sistema. Se obtiene un mayor tiempo medio entre fallas (MTBF).
- g) Mejora los tiempos entre mantenimientos generales.
- h) Reducen el consumo de combustible a través de consumos óptimos de control de carga.

Para poder realizar las diferentes operaciones, el sistema de control debe poseer las siguientes cualidades:

- a) Alta velocidad de procesamiento no mayor de 20 ms.
- b) Capacidad de realizar funciones matemáticas básicas y avanzadas: +, -, x, /, log, ln, funciones trigonométricas, conversión de datos, etc.
- c) Algoritmo de control PID.
- d) Variedad de módulos de E/S (analógicos y discretos).



3.1.2 Sistema de control SCADA

El sistema de control para la estación de bombeo consiste en paneles RTU, paneles de control de la estación, y paneles de control de cada unidad. Todos los paneles serán ubicados en el cuarto de control. En el modo "REMOTO" la estación recibe instrucciones vía el Sistema SCADA, mediante los RTU arranca o detiene las

unidades de bombeo o compresión, ajusta los puntos de referencia (set points) de la presión de descarga, determina las alarmas y la información del proceso es transmitida al sistema de control central vía el sistema SCADA. En el modo LOCAL las unidades pueden ser operadas desde su panel local.

El panel de la estación posee una interface hombre-máquina con su equipo de soporte incluyendo modems, impresora, terminal servidor, etc. El control de la estación esta basado en controladores de procesos distribuidos.

Además de estas alarmas y paradas hay una variedad de paradas y alarmas en las turbinas de gas y los demás equipos.

3.1.3 Sistema de supervisión

Su función es interpretar los datos de campo provenientes de transmisores, conmutadores, interruptores, etc. para poder así predecir fallas potenciales en la maquinaria, ayudar en la programación del mantenimiento preventivo y en el análisis de fallas. Para lograr esto el sistema de supervisión debe realizar lo siguiente:

- a) Visualización de tendencias en tiempo real.
- b) Visualización de tendencias históricas.
- c) Análisis predictivo de tendencias.
- d) Análisis de la performance en las turbinas y las bombas.
- e) Registro de alarmas, paradas y comandos del operador.
- f) Gráficos de la operación del proceso y maquinaria.
- g) Generación automática de reportes de operación.
- h) Capacidad de comunicación remota con el sistema SCADA.

3.1.4 Equipamiento de las turbinas

Las turbinas de gas (4700 HP) que sirven de drives a las bombas centrífugas de múltiples etapas dentro de sus instalaciones deberán de incluir los siguientes equipos:

- a) Sistema de filtro de entrada de aire estándar.
- b) Sistema estándar de evacuación con silenciador.
- c) Sistema de arranque neumático para la turbina.
- d) Electrobomba de aceite de lubricación.
- e) Bomba de aceite de lubricación.
- f) Sistema UPS con baterías de NiCd.
- g) Ventilador eléctrico para enfriamiento de aceite de lubricación.
- h) Sistema de combustible de gas natural.
- i) Sistema de monitoreo de vibraciones en dos dimensiones.
- j) Sistema de monitoreo de temperatura de rodamientos.
- k) Panel de control central separado de la unidad.
- l) Bomba centrífuga multietapas de alta velocidad con sistema de monitoreo de vibraciones.
- m) Caja reductora de velocidad.
- n) Carcaza modular.

3.1.5 Sistemas auxiliares de las turbinas

Los sistemas auxiliares de las turbinas consisten en aceite de lubricación, filtro de ingreso de aire, sistema de escape de gases, sistemas de gas de combustible, sistema de arranque y un sistema modular de carcaza.

El sistema de aceite de lubricación cuenta con los siguientes elementos:

- a) Una bomba de respaldo de 24 VDC.

- b) Un calentador del aceite de lubricación.
- c) Una electro-bomba para el aceite de lubricación.
- d) Un ventilador de enfriamiento del aceite de lubricación diseñado en base a la temperatura ambiente del sitio.
- e) Tubería de acero inoxidable aguas abajo de los filtros.
- f) Sistemas dúplex de filtro de aceite.

El enfriador de aceite de lubricación es un módulo separado y estará localizado cerca a la turbina de gas con líneas de interconexión con el sistema de lubricación de la turbina.

El filtro de ingreso de aire consiste en una estructura exterior conectada al ingreso de aire de la turbina mediante un ducto y un silenciador. También tiene la capacidad de autolimpieza de sus filtros de aire cuando funcione con polvo o lluvia.

El sistema evacuador de gases de la turbina es un paquete estándar que consiste en un silenciador y un stack de protección contra la lluvia conectado a la brida del exhaustor de la turbina.

El sistema de gas de combustible es un paquete estándar que contiene todos los filtros necesarios, reguladores, válvulas de control, gobernadores y otras válvulas. Interruptores de alta y baja presión están previstos como señales de alarma cuando la presión de ingreso del gas esta fuera de lo normal.

El sistema de arranque de la turbina es un sistema neumático que usa gas natural como fuente de poder. El arrancador neumático lleva a la turbina de gas a un 63 % de su velocidad nominal hasta que el sistema de ignición empiece a operar.

a).- Sistema de aire comprimido

La estación del sistema de aire comprimido tendrá una presión de distribución de 125 psig para varios usuarios. Este aire será usado para operar herramientas, purgas de aire de la turbina de gas, y la auto limpieza y los filtros de ingreso de aire.

El paquete estará compuesto por dos compresores, dos enfriadores, un secador, un filtro separador, un tanque acumulador, y un panel de control. La máxima presión de descarga es 125 psig, los compresores serán encendidos y apagados por señales de interruptores de presión localizados en el tanque acumulador.

b).- Sistema de aceite de lubricación

El aceite de lubricación para la turbina de gas y la bomba centrífuga es almacenado en el reservorio de la turbina que almacenará de 15 a 20 barriles de aceite.

Los enfriadores estarán ubicados fuera del paquete de la turbina y estarán conectados al reservorio mediante tuberías de acero inoxidable, la tubería podría llevar una protección térmica para prevenir problemas de viscosidad.

c).- Sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC)

Los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado serán instalados en los edificios, los requerimientos de estos sistemas serán de acuerdo a los usos del edificio, solamente en el cuarto de control funcionarán los tres sistemas.

d).- Sistema de detección de humo, fuego y gas

Los detectores de humo y fuego serán instalados en el cuarto de control, edificio de mantenimiento, y edificio de control. El sistema de detección de gas será instalado en las unidades de turbo-bombas, turbocompresores, válvulas de maniobra, lanzadores y receptores de chanchos. Los sistemas de detección de humo, fuego y

gas enviaran señales de alarma y también podrán detener el sistema en caso de emergencia.

e).- Sistema eléctrico

Para el suministro eléctrico de la estación de bombeo y compresión se instalarán dos grupos turbo-generadores de aproximadamente 1000 HP de potencia que generaran en 4160 voltios, uno de ellos estará en stand by, luego esta tensión será reducida a 480 y 220 voltios mediante dos transformadores secos de 1000 KVA. La tensión de 480 voltios alimenta el centro de control de motores el cual distribuye la potencia a los diferentes equipos del proceso, iluminación, y los diferentes edificios de la instalación. Todos los arrancadores de motores estarán ubicados en el centro de control de motores. La tensión de 220 y 120 voltios es entregada a través de un transformador reductor, en forma similar las cargas de corriente continua son atendidas desde un sistema de baterías de 24 voltios cargadas con un sistema de carga redundante y luego distribuidos desde un panel.

En el edificio eléctrico se instalara también un tablero de transferencia de carga y sincronización.

Un sistema de UPS entregara potencia de emergencia al SCADA e instrumentación por ocho horas luego de la pérdida de energía.

Todos los equipos y aparatos eléctricos estarán sólidamente conectados a la malla de tierra o a la estructura de acero.

El sistema de protección catódica controlará la corrosión en las tuberías metálicas enterradas, tanques y otras estructuras expuestas a severas condiciones climáticas.

CAPITULO IV INSTRUMENTACION

En las diferentes instalaciones del proyecto se utilizará instrumentos de ultima generación, los transmisores de presión, temperatura, flujo y nivel deben ser de tipo inteligente, con opciones de auto-diagnostico, pantalla local, conexión a dos hilos, alimentación de 24VDC, salida para conexión a fieldbus, de 4-20mA, para uso general en áreas de clase I división I y II grupos C&D y con protección contra descargas atmosféricas.

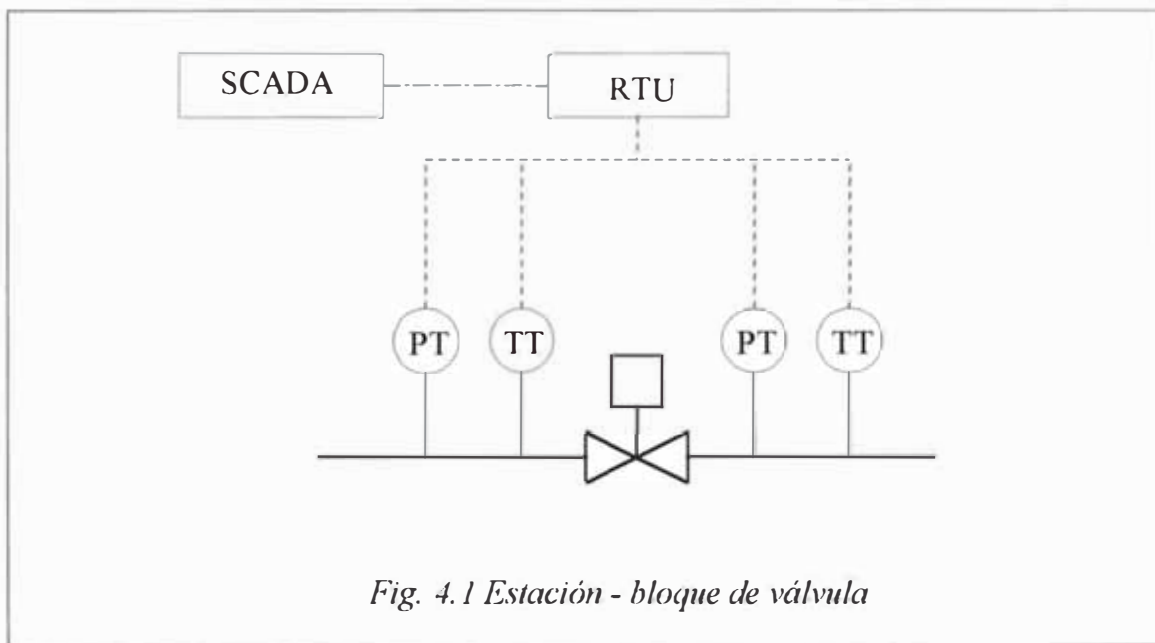


Fig. 4.1 Estación - bloque de válvula

Todos los transmisores de temperatura serán del tipo RTD para 100 ohm, cuando se requiera un indicador digital alejado del elemento primario esta debe tener las mismas características de clasificación de área.

4.1 Medidores de flujo

La medición confiable y precisa del flujo de los gases y líquidos en los diferentes puntos de las instalaciones del proyecto juegan un papel muy importante, pues será la base para el cálculo de producción y distribución de productos.

El cálculo de flujo se realizará en los RTU's o en las estaciones maestras, los RTU's tienen capacidad para realizar operaciones lógicas tipo PLC, para llevar a cabo secuencias locales de operación, tales como: control de flujo, regulación de presión, inyección de odorizantes, etc. Los RTU's también se comunicarán con medidores de flujo computarizados (medidores de flujo multifase) o cromatografos (composición de gas), éstas variables serán involucradas para la corrección del cálculo del flujo, estas unidades de flujo estarán disponibles en unidades de volumen, energía o masa.

4.1.1 Medición de flujo por dispersión térmica

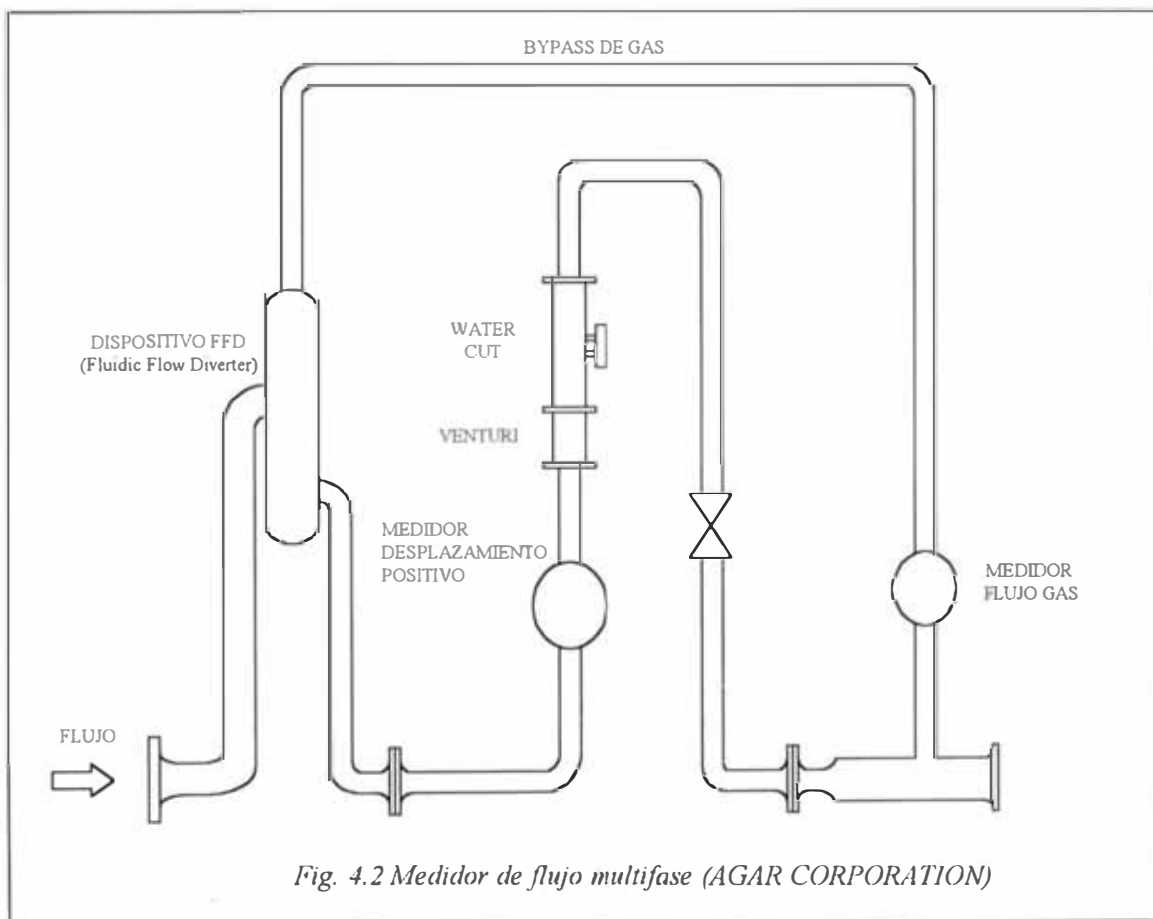
La cantidad de calor absorbido por el flujo es directamente proporcional al flujo masico. Como las moléculas de gas en movimiento entran en contacto con la fuente de calor, estas absorben calor y enfrían la fuente. Cuando se incrementa el flujo, mas moléculas entran en contacto con la fuente de calor, absorbiendo mas calor. La cantidad de calor disipado por la fuente de calor de esta manera es proporcional al número de moléculas de las partículas de gas (masa).

El sensor por dispersión térmica utiliza dos RTD's de idénticas características. Un puente Wheatstone excita a uno de los RTD, el segundo RTD actúa como referencia de temperatura tomando la temperatura del gas que fluye. La resistencia se mantiene a través del puente para compensar los cambios dinámicos de la temperatura.

Para mantener una temperatura constante entre los RTD's, se mide la cantidad calor disipado por el flujo de gas. A mas calor disipado, se necesita mas energía para mantener la temperatura constante. La demanda de energía es directamente proporcional al flujo masico de gas, permitiendo a los sensores medir el flujo molecular de gas sin necesitar compensación por efectos externos.

4.1.2 Medidores de flujo multifase

Para medir en cada pozo la cantidad producida de gas, agua y líquidos de gas natural y en que condiciones de presión y temperatura, para poder relacionarlos con los pozos de re-inyección.



El equipo medidor de flujo multifase debe contener un separador en línea, para medir separadamente por una línea el flujo de gas y por otra línea el flujo de líquido,

adicionalmente en la línea de líquidos se debe incluir un medidor de flujo de agua. Después de realizado la medición se debe mezclar nuevamente ambos fluidos para transportarlos a la planta de gas (ver fig. 4.2).

Medidores de flujo de placa orificio servirá para medir el flujo hacia los pozos de re-inyección.

TABLA DE SELECCIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO DE GAS											
	Gas Limpio	Gas Sucio, Seco	Gas Sucio, Húmedo	Flujo Bajo	Amplias Bajadas de Flujo	Alta Temp	Baja Presión	Costo Instalación	Mantenimiento	Flujo Masico	Flujo Volumétrico
Dispersión Térmica	1	1	3	1	1	1	1	1	1	o	
Vortex	1	2	4	3	2	1	1	2	2	o	o
Desplazamiento Positivo	1	4	4	2	2	1	3	2	3		o
Target	1	2	3	4	3	1	2	1	2		o
Ultrasónico	1	4	4	2	2	4	1	3	2		o
Orificio (DP)	1	3	3	3	3	1	3	2	2		o
Venturi (DP)	1	2	2	3	3	1	2	3	2		o
Tubo Pitot (DP)	1	4	4	3	3	1	2	1	2		o
Turbina	1	4	4	2	2	2	2	3	3		o

Bueno	1
Adecuado	2
Aceptable bajo ciertas condiciones	3
No aceptable	4

4.2 Analizadores

Se instalará un analizador en cada grupo de pozos, para medir la calidad del gas producido, su composición y contenido calórico.

En total son 7 analizadores (5 para Cashiriari y 2 para San Martín), estos analizadores cuentan con las siguientes opciones:

- a) Muestreador automático de agua
- b) Medidor de conductividad
- c) Analizador de carbón orgánico
- d) Análisis de aceite en agua

- e) Análisis de oxígeno disuelto
- f) % de glicol
- g) Medidor de pH
- h) Medidor de turbiedad
- i) Contenido de metales, sulfatos
- j) Cromatografo de gas, metanol

4.3 Paneles, registradores y anunciadores

a).- Grupos de pozos

Para los grupos de pozos (well cluster) se debe suministrar paneles anunciadores en el tablero del RTU ubicado en la sala del RTU, este panel alojara 10 puntos de anuncio (5x2) con lamparas señalizadoras que indiquen la secuencia de fallas: la fuente de energía, contactos de alarmas, alarma en las tarjetas de entrada de los elementos de campo, en el PLC y en el panel de detección de fuego y gas.

El panel también debe incluir un registrador que acepte señales de campo de 4-20mA para registrar presiones en las líneas y deben tener salidas análogas para el sistema SCADA, en la cual también se graficaran las curvas de las señales. Cada registrador debe tener 4 canales y no deben usar papel. El panel debe tener selectores (uno para cada pozo) que estarán cableados a los paneles de los pozos para realizar el control de parada de emergencia de estos. Estos selectores deben tener una tapa de protección para prevenir su activación accidental.

b).- Bloque de válvulas

Para los bloques de válvulas (BV) se debe suministrar paneles anunciadores en el tablero del RTU ubicado en la sala del RTU, este panel alojara 10 puntos de anuncio (5x2) con lamparas señalizadoras que indiquen la secuencia de fallas: la

fuente de energía, contactos de alarmas, alarma en las tarjetas de entrada de los elementos de campo, en el PLC y en el panel de detección de fuego y gas.

El panel también debe incluir un registrador que acepte señales de campo de 4-20mA para registrar presiones en las líneas y deben tener salidas análogas para el sistema SCADA, en la cual se graficaran las curvas de las señales. Cada registrador debe tener 4 canales y no deben usar papel. El panel debe tener selectores que estarán cableados a los paneles de los bloques de válvulas para realizar el control de parada de emergencia. Estos selectores deben tener una tapa de protección para prevenir su activación accidental.

c).- Estación de bombeo

Para la estación de bombeo se suministrara un tablero (84"x48"x24") junto al tablero del RTU en la sala de control principal. Este panel alojara 48 puntos de anuncio (8x6) con lamparas señalizadoras que indiquen la secuencia de fallas: la fuente de energía, contactos de alarmas, alarma en las tarjetas de entrada de los elementos de campo, en el PLC y en el panel de detección de fuego y gas.

El panel también debe incluir dos registradores que acepte señales de campo de 4-20mA para registrar curvas configurables del sistema SCADA. Cada registrador debe tener 4 canales y no deben usar papel. El panel debe tener selectores para realizar el control de parada de emergencia, un switch para cada compresor o bomba. Estos selectores deben tener una tapa de protección para prevenir su activación accidental.

4.4 Sistemas de monitoreo de vibración

Estos sistemas sofisticados de monitoreo y control de vibración vienen implementados en los paquetes de equipos que se instalarán y que involucran el

equipamiento electrónico y un software dedicado de análisis de vibración, tal es el caso de los turbocompresores y turbobombas de la estación de bombeo y compresión, el análisis de vibración de estas máquinas se relaciona íntimamente a la operación de la misma, así como al mantenimiento preventivo y correctivo.

4.5 Válvulas de control, válvulas solenoides, válvulas de alivio

Las válvulas de control deben ser equipadas con actuadores operados con gas, equipados con conexión a fieldbus; los posicionadores deben ser aptos para clasificación de área clase I división II grupos C&D. El ruido en las válvulas de control no debe exceder el nivel de los 85 dBA.

Las válvulas solenoides deben alimentarse con 24VDC, de bajo consumo y con opción de falla segura en caso de pérdida de energía y/o gas.

4.6 Traceadores para los pozos de re-inyección

Para llevar a cabo el análisis de ingeniería de cada pozo es necesario inyectar a cada uno de los pozos de re-inyección con diferentes traceadores, para poderlos reconocer y en que cantidades están pasando hacia los pozos de producción, para de esta manera tener un mejor control del reservorio de gas.

4.7 Inyección de químicos en los pozos de producción

Se deben instalar estos equipos inyectoros de químicos (inhibidores de corrosión) de alta presión en cada pozo de producción para evitar la corrosión de elementos en la línea de tuberías, estos equipos deben ser alimentados por el mismo gas de los pozos de producción.

Los inhibidores de corrosión se alimentarán desde la planta de gas hacia los pozos, pero cerca de los pozos también deben haber pequeños tanques con reservas

en caso de problemas con las líneas de alimentación y deben ser capaces de soportar hasta 30 días de autonomía.

El sistema será capaz de no inyectar químicos cuando no hay condiciones de flujo del pozo (aproximadamente 2900 PSI) y debe ser capaz de manejar diferentes tipos de inhibidores, de acuerdo con el estudio de la composición del producto.

4.8 Sistemas odorizadores

Estos sistemas permiten inyectar compuestos químicos al gas para darle olor y puedan ser detectados por las personas en caso de fugas, estos equipos empaquetados serán instalados en puntos estratégicos de las diferentes plantas del proyecto

Inyectar la cantidad adecuada de odorizante proporcional al flujo de gas, para alcanzar la proporción de odorizante deseado en el gas, esto es realizado por una bomba de inyección controlada neumáticamente, el sistema es controlado por una electrónica basada en microprocesador, que gobierna todas las funciones mecánicas; el algoritmo de control utiliza la señal del flujo de gas, los parámetros ingresados por el operador y los datos actuales de operación para calcular la frecuencia de inyección requerida para alcanzar la concentración deseada.

CAPITULO V OTRAS UTILIDADES

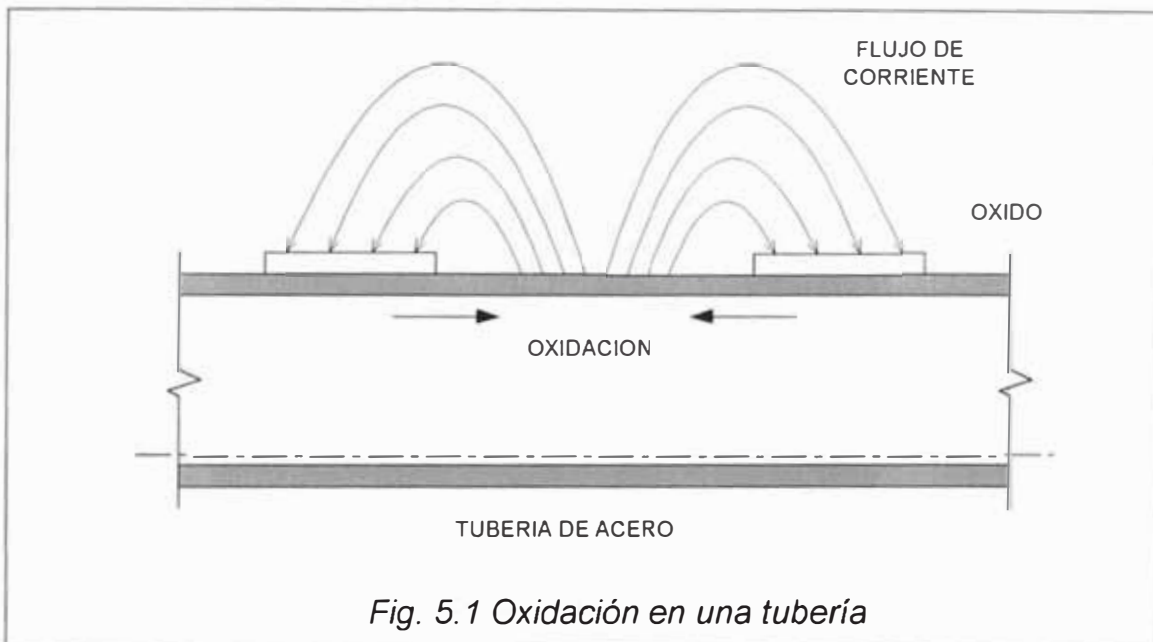
5.1 Protección catódica

Las pérdidas a causa de la corrosión son enormes y traen consecuencias en las instalaciones industriales, en el proyecto camisea diseñado para tener un ciclo de vida de 40 años, se considera muy importante la implementación de los sistemas de protección catódica y se implementarán en todos los procesos involucrados en el proyecto: la planta de gas, planta de fraccionamiento, muelle de carga, Estación de bombeo, en las instalaciones de los pozos y a lo largo de todo el recorrido del gasoducto y poliducto.

5.1.1 Naturaleza electroquímica de la corrosión

A temperaturas atmosféricas la corrosión de metales es un proceso electroquímico en el que la superficie del metal está en contacto con un electrólito. El electrólito puede ser una película de humedad que contiene sales disueltas, ejemplo: como en el caso de corrosión en la atmósfera, o puede constituir el medio circundante, cuando un metal se sumerge en agua, agua del mar o se entierra. En el último caso el electrólito es el agua que se encuentra en la tierra y contiene sales disueltas.

En la superficie de un metal que se corroe por la presencia del electrólito, hay células electroquímicas activas en la que existen flujos de corriente entre las áreas anódicas y catódicas (fig. 5.1).



La distribución de las áreas anódicas y catódicas depende de la superficie del metal (impurezas, películas de óxido, variaciones en el estado físico, etc.), y también de la naturaleza del medio circundante.

Debido a las diferencias de potencial que existen entre las áreas anódicas y catódicas, los iones de metal positivamente cargados dejan la superficie del metal a los ánodos mientras los electrones dejan la superficie en los cátodos. Así la corrosión tiene lugar en las áreas anódicas donde los iones de metal reaccionan con el electrólito para formar los productos típicos de la corrosión. En las áreas catódicas la disolución del metal no se realiza, pero las reacciones ocurren en el electrólito.

5.1.2 Condiciones ambientales

La proporción de corrosión de los metales comunes en la tierra o el agua es gobernada por las siguientes condiciones:

- a) La concentración de electrólito.
- b) La concentración de oxígeno.

c) La temperatura.

La tierra y el agua juegan también un papel importante en la corrosión, así el acero se corroerá más rápidamente en agua salobre en la cual se disuelve el oxígeno más rápidamente que en el agua de mar normal, aunque la concentración de electrólito (sal) en agua del mar es mucho mayor.

También cuando las tuberías a menudo atraviesan tierras que difieren grandemente en sus características físicas y químicas, algunos efectos son más pronunciados en la corrosión de las tuberías que en la corrosión de otras estructuras de acero. Las propiedades más importantes de la tierra referentes a la corrosión de las tuberías son el contenido de sales y la ventilación (contenido de oxígeno), ambos afectan al potencial de las tuberías enterradas. El potencial de una tubería enterrada es más negativo en tierras con alto contenido de sal que en aquellas con bajo contenido de sal.

Por otra parte también las bacterias afectan la composición química del terreno, influyendo directamente en la corrosión.

El conocimiento del valor del pH de la tierra normalmente no es de mucha ayuda para la evaluación de la corrosividad, pero deben hacerse tales pruebas si la contaminación del terreno con productos ácidos es sospechosa.

En conclusión es importante realizar un estudio minucioso de los suelos por donde recorrerá las tuberías de gas y líquidos.

5.1.3 Protección catódica

El principio de la protección catódica es hacer que el potencial de toda la superficie entera de la estructura de acero sea suficientemente negativo con respecto al medio circundante para asegurar que no exista flujo de corriente desde el metal

hacia el medio que lo rodea. Esto se logra forzando el flujo de una corriente eléctrica a través del electrolito hacia la superficie del metal a ser protegido y eliminando así las áreas anódicas. La corriente puede obtenerse de cualquier fuente externa adecuada, como una batería, el suministro de energía alterna rectificada, generador de corriente continua o por acción galvánica.

Para que el sistema trabaje adecuadamente la estructura a ser protegido debe ser eléctricamente continua. Por consiguiente, antes de instalar el sistema de protección catódica, esta continuidad asegurará entre todas las partes de la estructura. Por ejemplo, con una tubería subterránea existente conectado con accesorios, es necesario localizar cada junta y proporcionar una continuidad eléctrica.

En el proyecto Camisea se implementarán los siguientes dos métodos de protección catódica (fig. 5.2) para estructuras metálicas y tuberías enterradas o sumergidas:

a).- El ánodo de sacrificio

El método del ánodo de sacrificio, utiliza la acción galvánica para proporcionar la protección catódica. La superficie de la estructura se hace catódica conectándolo eléctricamente a una masa de metal menos noble enterrado o sumergido en el electrolito común, el metal menos noble es entonces el ánodo. Se utilizan para este propósito el magnesio, aleaciones de aluminio o cinc. Los ánodos a menudo son llamados como los ánodos de sacrificio porque la protección catódica de la estructura o tubería metálica se realiza simultáneamente con el consumo de los ánodos a través de la corrosión electroquímica.

b).- Corriente impresa

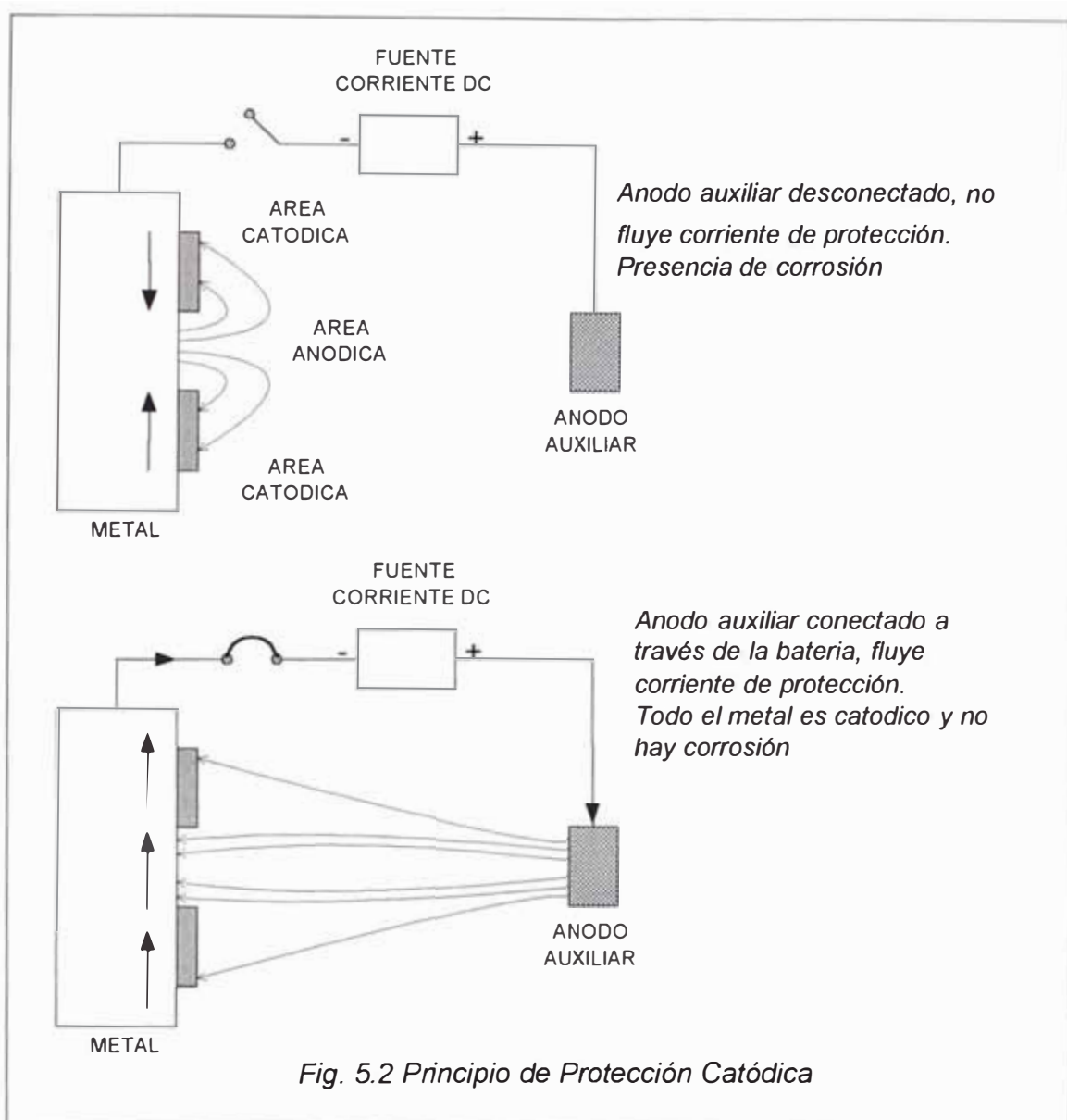
El método de la corriente impresa, la estructura se ubica en un circuito eléctrico con un suministro de energía directa y un sistema de tierra o un lecho de tierra. Los lechos de tierras pueden consistir de grafito, partes metálicas, o acero como tuberías viejas, barras o secciones estructurales. Estos materiales también utilizados para los sistemas de ánodos (en agua). Además, pueden usarse aleaciones o ánodos de titanio con platino. Los materiales del lecho de tierra usados muestran una proporción baja de consumo si ellos son usados para periodo largos.

5.1.4 Capas de protección

Lo anterior muestra que la corrosión podría ser prevenida igualmente bien cubriendo la estructura metálica enterrada o expuesta al agua marina con una capa protectora no conductora. Sin embargo, esta condición ideal es casi imposible de lograr a un costo razonable. Las cubiertas protectoras casi siempre se dañan durante el transporte, acomodo, tendido, o cuando se conectan, y si las condiciones corrosivas existen, la corrosión de las áreas dañadas es probable sean severos. Por consiguiente, el uso de capas protectoras y el uso de protección catódica generalmente se considera que son complementarios.

Desde el sistema SCADA sé monitoreara el estado de los equipos de protección catódica:

- a) Chequeo de la fuente de alimentación
- b) Voltaje de la fuente
- c) Corriente de circulación
- d) Temperatura del equipamiento de alarma y disparo
- e) Estado de los fusibles



5.2 Circuito cerrado de televisión (CCTV)

Las cámaras de vídeo del CCTV cubrirán las principales áreas donde el personal de mantenimiento trabajará en la planta de fraccionamiento y planta de gas. Las cámaras también cubrirán por seguridad las operaciones en la estación de bombeo. Los monitores de vídeo serán ubicados en las salas de control de: la planta

de gas, planta de fraccionamiento y estación de bombeo, estas cámaras incorporaran sistemas de detección y análisis térmico e infrarrojo que requiere el sistema SCADA.

La planta de gas, planta de fraccionamiento y la estación de bombeo estarán provistos de con sistema de CCTV para propósitos de seguridad y para garantizar condiciones seguras al personal de mantenimiento en las plantas y las diversas utilidades.

Todas las cámaras serán de alta resolución (tipo CCD) y certificados para su uso en zona 1. Los monitores serán instalados en la salas de control de la planta de gas, planta de fraccionamiento y la estación de bombeo, donde los operadores podrán observarlo en todo momento. Los paneles de control de las cámaras estarán instalados en las tres zonas desde el cual maneja las funciones de las cámaras: funciones de ampliación, localización, desplazamientos. El panel de control de la planta de gas será la estación maestra.

Cada ubicación de un sistema CCTV suministrara señales de falla al sistema supervisor.

5.3 Sistema de parada de emergencia (ESD)

Se implementará el sistema de parada de emergencia ESD en el proyecto para proteger al personal y a los equipos, además para prevenir derrames de hidrocarburos perjudiciales al medio ambiente.

Las funciones de ESD serán realizadas por equipos autónomos dedicados que alojaran los dispositivos de control, la lógica de control estará enlazado con el sistema de seguridad disponible para los operadores en las consolas de mando e interfaces a otros sistemas, ejemplo: el sistema de F&G y el sistema SCADA.

5.3.1 Requerimientos generales del sistema

- a) El Sistema de ESD se diseñará para supervisar continuamente las operaciones potencialmente peligrosas y proporcionar medios de inicio manual y automático para iniciar la parada de equipos, aislamiento de procesos y otras instalaciones, incluso de-presurización de emergencia en las instalaciones del proceso, de una manera controlada y segura.
- b) El Sistema de ESD será funcionalmente independiente pero operará junto con el sistema de detección de fuego & gas (FGS), con el sistema SCADA, y otros sistemas de control de tal manera de gobernar integralmente todo el sistema.
- c) La interface primaria del operador con el ESD se realizará vía las consolas del sistema de seguridad ubicadas en las salas de control de las plantas de gas y fraccionamiento. En las consolas del sistema de seguridad se desplegarán las alarmas, pantallas mímicas y datos de estados.
- d) El Sistema de ESD tendrá capacidad de autodiagnostico y capacidad para la comunicación serial para reportar su estado, sucesión de alarmas y eventos (SOE) y el estado de las entradas/salidas al sistema SCADA.
- e) Se proporcionarán la secuencia de eventos (SOE) y el registro de datos para funcionar como un registro de eventos de alta resolución para paradas de planta. Se supervisarán eventos con una resolución de tiempo de 4.0 ms o menos.
- f) El (los) tablero(s) que alojarán el sistema ESD, será del tipo modular, autónomos y localizados en las salas de control de las plantas de gas y Fraccionamiento. Todas las entradas/salidas de campo hacia el sistema ESD se cablearán ordenadamente a los armarios localizados en cada sistema y se integrará con el

sistema F&G. Los gabinetes de equipos ubicados en lugares remotos serán resistentes al medio ambiente.

- g) Reportes detallados de estados serán mostrados y registrados en las consolas del sistema de seguridad.
- h) Se emplearán pre-alarmas donde sea posible proporcionar una advertencia antes de que la condición del proceso alcance el estado de emergencia.
- i) Se monitoreara todos los circuitos de entradas/salidas del sistema ESD para detectar condiciones de circuito abierto, corto circuito, señales fuera de rango y falla de tierra.

5.3.2 Requerimientos detallados del sistema

- a) El Sistema de ESD se diseñará para operación de falla segura. El sistema de ESD fallará a un estado predeterminado y se iniciará la parada segura del proceso. Además, el sistema se diseñará para minimizar fallas latentes (fallas no anunciadas) y evite la operación cuando sea requerido por el supervisor.
- b) El Sistema ESD será basado en equipos de tecnología probada y aprobado por AK V (requisito de seguridad clase 5) por TÜV. El sistema ESD tiene la arquitectura de un PLC modular redundante.
- c) El Sistema ESD estará normalmente energizado excepto las salidas a lamparas y entradas de pulsadores de reset. Una señal lógica “1” se considera un estado normal, y una señal lógica “0” es un estado anormal (falla o disparo). Las señales de salida irán a un estado lógico “0” (desenergizado) en caso de falla del sistema o de los componentes.

- d) Para lograr alta fiabilidad y disponibilidad cuando realice las funciones en forma segura, el procesador central del sistema ESD revelará fallas. Los siguientes requisitos son obligatorios:
- Capacidad de auto-diagnostico y auto-chequeo con anuncios de alarmas vía el sistema SCADA.
 - Condición de falla segura mediante el tiempo de seguridad en el barrido para cada CPU.
 - Para asegurar tiempo de respuesta suficientemente rápido ante los eventos, el tiempo de barrido del PLC será como máximo de 20 ms.
 - Redundancia de datos del bus de entradas/salidas para evitar fallas dentro del sistema PLC.
 - Todos los datos de los CPU's tolerantes a las fallas estarán sujetos a discrepancia, chequeándose antes de ser enviados a los módulos de salida.
- e) Todos los dispositivos de campo (sensores y actuadores) serán energizados desde los tableros del sistema.
- f) Los tableros y los módulos de entradas/salidas deberán incorporar protección contra transitorios, disturbios eléctricos y daño debido al funcionamiento extendido bajo condiciones de falla en los cables. Se debe incorporar filtros adecuados para minimizar los efectos del ruido en las líneas de señal de la instrumentación. Todos los dispositivos electrónicos deben estar tropicalizados para protegerlos contra la humedad, los hongos y el ataque de los insectos.
- g) El ESD deberá estar equipado con opciones de auto-diagnostico, auto-chequeo y monitoreo de fallas, las cuales automáticamente y continuamente monitorearan los circuitos de entrada y salida, las unidades de procesamiento, módulos de E/S,

fuentes de energía, módulos lógicos o software incluso la memoria mientras se encuentre en funcionamiento normal.

- h) Se proporcionarán indicaciones visuales que muestran el estado de cada punto de entrada/salida y el estado de los módulos de E/S en la parte frontal de cada módulo. Cada indicador estará identificado con una etiqueta que identifique al instrumento o dispositivo asociado a él.
- i) Generalmente, no se aplicarán seguridades intrínsecas a este diseño. Si se requiere cualquier dispositivo de campo intrínsecamente seguro en una ubicación peligrosa, se debe suministrar este equipo con certificación de intrínsecamente seguro y aisladores de seguridad y serán instalados como parte integral del sistema ESD. Si son necesarios aisladores de seguridad, estos deben ser instalados en los tableros de interconexión. Se usarán barreras de seguridad del tipo activo.
- j) Se utilizarán tarjetas de entrada analógica y digital robustos a las fallas.
- k) Las tarjetas de salida digital serán robustas a las fallas, excepto para aquellas salidas que controlan lámparas de alarmas o indicación no crítica.
- l) La configuración de los puntos de E/S se organizará para asegurar que las señales de falla segura y no falla segura no se mezclen en un solo módulo.
- m) Los módulos de E/S se configuran para lograr un sistema tolerante a las fallas, es decir ninguna falla de un módulo producirá un disparo innecesario. La configuración del hardware del sistema permitirá el reemplazo en-línea (energizados) de los módulos defectuosos.
- n) El Sistema ESD podrá recibir los siguientes tipos de señales de entrada:
 - 4-20 mA, libre de tierra, pasivo, 24 VDC, 2 hilos;

- 4-20 mA, libre de tierra, activo, 24 VDC, 2 hilos;
 - RTD de platino en configuración de 3 o 4 hilos;
 - Pulsos / frecuencia;
 - Termocuplas tipo J o B.
- o) Los módulos de la entrada analógicos operarán con señales de 4-20 mA. El sistema ESD será capaz de parar el proceso cuando ocurran corto circuitos, circuitos abiertos o señales fuera de rango (falla segura) de los dispositivos de campo.
- p) Las entradas digitales al sistema serán contactos normalmente cerrados y libres de potencial (bobinas energizadas) en condiciones normales y contactos normalmente abiertos libres de potencial (bobinas desenergizadas) en alarma o disparo, excepto las entradas de pulsadores de reset.
- q) Los circuitos de salida serán alimentados por el sistema ESD bajo condiciones normales y desenergizados en caso de disparo por falla. La energía para los dispositivos de campo tales como solenoides y relés de interface deben ser derivados directamente del sistema ESD. Todas las salidas tendrán fusibles, incluirá barreras contra variaciones de la señal cuando manejen cargas inductivas tales como válvulas solenoides.
- r) Los circuitos de salida serán a prueba de corto circuito. Si ocurre corto circuito en una salida no debe afectar a las otras salidas.
- s) El sistema debe disponer de los siguientes tipos de salidas:
- Válvulas solenoides con voltaje de bobina de 24 VDC. El consumo de energía será 10 W o menos.

- Los relés de interface (para controlar los arrancadores de los motores) con voltaje de bobina de 24 VDC y consumo de energía de 3 W o menos.
 - Las lamparas indicadoras en la sala de control y/o paneles de alarmas deben funcionar con 24 VDC y consumo de energía de 3 W o menos.
- t) El software de aplicación del sistema ESD será con falla segura, es decir todos los circuitos se energizaran durante las condiciones de operación normal y serán desenergizados en condiciones de alarma.
- u) Desde el software de configuración se deberá configurar los niveles de disparo de alarmas, seteo de temporizadores y la configuración de las E/S digitales para operar en opciones de NA o NC.

5.3.3 Disponibilidad para la expansión

El Sistema ESD será ampliado en el futuro. El diseño estará preparado para expansión sin necesidad de reemplazar equipos. Las expansiones serán posibles adicionando tarjetas a los chasis existentes y reconfigurando los archivos de datos del software ya instalado.

Los siguientes criterios serán aplicados:

- a) El sistema ESD tendrá una reserva de 25% de puntos de E/S cableados. El sistema usará sólo un máximo de 50% de su capacidad incluso los 25% de E/S de repuesto. Además un 25% del espacio en el tablero debe estar libre como reserva para ampliación futura.
- b) La corriente total de consumo no debe exceder el 50% de la capacidad total bajo condiciones de plena carga, incluyendo condiciones adversas y con las reservas para ampliación futura instalados.
- c) La capacidad de reserva de memoria del CPU será como mínima del 50%.

5.3.4 Mantenimiento override

Las facilidades de mantenimiento override serán provistas para cada disparo de las entradas de los dispositivos de campo para permitir el trabajo de mantenimiento en los dispositivos de campo de entrada o en el cableado sin tener que detener el proceso.

- a) El mantenimiento override será configurado para las salidas del ESD.
- b) Por razones de seguridad, sólo a un dispositivo del campo de cada grupo de la lógica se le puede realizar mantenimiento override.
- c) El mantenimiento override será localmente y remotamente registrado y notificado en la lista de alarmas del sistema.
- d) El mantenimiento override no debe aplicarse a las entradas de los sistemas de votación 2 de 3 y a las salidas del ESD.

5.3.5 Alarmas

- a) Los sistemas de protección deben incorporar medios para anunciar alarmas local y remotamente:
 - Pre-alarmas.
 - Alarmas del cierre.
 - Termocuplas abiertas.
 - Override de sensores (bypaseados).
 - Override de actuadores (bypaseados).
- b) Todas las alarmas de cierre, circuitos puenteados y termocuplas abiertas serán anunciadas en un panel de alarmas con indicación luminosa. Las alarmas de parada se registrarán en grupos con indicación de la hora. Las Pre-alarmas serán anunciadas en el sistema de SCADA y en el DCS.

- c) Para los sistemas ESD montados localmente, se transmitirán una alarma de parada, de bypass a las salas de control de las plantas de gas y de fraccionamiento.
- d) Las alarmas de termocupla abierta harán que la escala superior sea configurada para temperatura baja y la escala inferior como temperatura alta para permitir indicación termocupla abierta sin actuar el sistema ESD.
- e) Cada entrada o salida bypassada serán individualmente y continuamente anunciados con un cambio de color de fondo en la pantalla de supervisión y las lamparas oscilaran en los paneles hasta que la condición de bypass sea removida.

5.3.6 Sensores

- a) Se usarán sensores siempre que sea posible como dispositivos de parada para los sistemas de ESD. Los sensores de parada no serán utilizados para otros propósitos, tendrán su propia toma del proceso y se identificará para diferenciarlos claramente de otros sensores del proceso.
- b) Un transmisor de flujo del sistema ESD puede compartir una placa orificio con el sistema de control, pero para el sistema ESD el sensor debe tener sus propias tomas independientes del proceso.
- c) Se usarán sensores separados para las pre-alarmas.
- d) Se usarán transmisores electrónicos directamente conectados al sistema ESD.
- e) Para las aplicaciones de pre-alarmas, los transmisores pueden conectarse a las entradas del sistema SCADA.

5.3.7 Actuadores

Las válvulas solenoides deben ser encapsuladas, de operación continua y con bobinas de operación a altas temperaturas. Ellos se identificarán adecuadamente como elementos en el sistema ESD.

Siempre deben verificarse las acciones reales de los elementos de sistema ESD. Los interruptores de límite de las válvulas y los contactos auxiliares de los arrancadores de los motores pueden usarse para este propósito. Un retraso de tiempo apropiado debe incorporarse en la lógica para permitir la duración de la acción normal.

5.3.8 Operación manual

Se localizarán interruptores manuales de parada en la consola del operador del sistema SCADA. Estos interruptores también se protegerán de la activación accidental y serán claramente identificados.

También pueden localizarse interruptores manuales de parada cerca del equipo que se desea proteger. Estos interruptores también se protegerán de la activación accidental y serán claramente identificados.

5.3.9 Detalle del equipamiento

Grupo de pozos, estaciones reductoras de presión y bloque de válvulas:

- a) Se instalarán los controladores del ESD en un tablero independiente, protegidos del medio ambiente y ubicado fuera de las áreas clasificadas.
- b) Interface de comunicación redundante.
- c) Fuentes de energía redundantes.
- d) Procesadores de entradas/salidas redundantes.

- e) Proporciona tableros de conexión capaces de aceptar fuentes de 24 VDC redundantes.
- f) Procesadores redundantes basados en la configuración de E/S. Todos los procesadores del sistema ESD serán proporcionados con entradas/salidas remotas. Las señales remotas de E/S puede localizarse en el mismo cuarto de los equipos, al igual que los controladores del ESD. El enlace entre los controladores ESD y las E/S remotas debe ser a través de fibra óptica.
- g) Ubicar los procesadores de E/S remotas y los paneles de conexiones en tableros ubicados en los cuartos de equipos.
- h) Proporciona funciones de secuencia de eventos e información para el sistema SCADA. Registro de información de SOE por un periodo mínimo de treinta cinco (35) días.
- i) Proporciona estaciones de trabajo normales para los operadores.
- j) Incluye software normal del sistema ESD.
- k) Utilizar cables retardantes de fuego.

Estación de bombeo:

- a) Se instalaran los controladores del ESD en un tablero independiente y ubicado en la sala de control de la estación de bombeo, adyacente a la sala de control central.
- b) Interface de comunicación redundante.
- c) Fuentes de energía redundantes.
- d) Procesadores de entradas/salidas redundantes.
- e) Proporciona tableros de conexión capaces de aceptar fuentes de 24 VDC redundantes.

- f) Procesadores redundantes basados en la configuración de entradas/salidas. Todos los procesadores del sistema ESD serán proporcionados con entradas/salidas remotas. Las señales remotas de E/S puede localizarse en el mismo cuarto de los equipos, al igual que los controladores del ESD. El enlace entre los controladores ESD y las E/S remotas debe ser a través de fibra óptica.
- g) Ubicar los procesadores de E/S remotas y los paneles de conexiones en tableros ubicados en los cuartos de equipos.
- h) Proporciona funciones de secuencia de eventos e información para el sistema SCADA. Registro de información de SOE por un periodo mínimo de treinta cinco (35) días.
- i) Proporciona estaciones de trabajo normales para los operadores.
- j) Incluye software normal del sistema ESD.
- k) Utilizar cables retardantes de fuego.

5.3.10 Funciones del ESD

a).- Bloque de válvulas

El sistema de ESD tendrá la funcionalidad para manejar las condiciones siguientes:

ENTRADAS	SALIDAS
Alta presión en las tuberías	Cierre del bloque de válvula (BV)
Baja presión en las tuberías	Para condiciones arranque: override durante las condiciones anormales. Para condiciones normales: cierre bloque de válvula (BV)
Velocidad disminución de presión en tuberías	Cierre del bloque de válvula (BV)
En caso de terremoto, mayor que 5.0 grados Richter	Cierre del bloque de válvula (BV)
Requerimiento señal remota del ESD	Cierre del bloque de válvula (BV)
Requerimiento comando para apertura remota	Apertura bloque de válvula (BV), solamente realizado por el supervisor

Para la operación de los bloques de válvula se tiene dos alternativas, la activada por gas tomado de la línea (ver fig. 5.3) y la activada por energía hidráulica (ver fig. 5.4), estas configuraciones permiten accionar la válvula en local/remoto, además tiene una alternativa manual que permite al operador cerrar o abrir manualmente la válvula como última alternativa.

b).- Estación reductora de presión #1

El sistema de ESD tendrá la funcionalidad para manejar las condiciones siguientes:

ENTRADAS	SALIDAS
Alta presión en las tuberías	Cierre de válvula ESD
Baja presión en las tuberías	Para condiciones de arranque: override durante las condiciones anormales.
	Para condiciones normales: cierre bloque de válvula (BV)
Velocidad de disminución de la presión en las tuberías	Cierre de válvula ESD (BV)
En caso de terremoto, mayor que 5.0 grados Richter	Cierre de válvula ESD (BV)
Requerimiento señal remota del ESD	Cierre de válvula ESD (BV)
Requerimiento comando para apertura remota	Apertura de válvula ESD (BV). solamente realizado por el supervisor

c).- Estación reductora de presión #2

El sistema de ESD tendrá la funcionalidad para manejar las condiciones siguientes:

ENTRADAS	SALIDAS
Alta presión en las tuberías	Cierre válvula reducción de presión (PRV)
Baja presión en las tuberías	Para condiciones arranque: override durante condiciones anormales.
	Para condiciones normales: cierre válvula reducción presión (PRV)
Velocidad de disminución de la presión en las tuberías	Cierre válvula reducción de presión (PRV)
En caso de terremoto, mayor que 5.0 grados Richter	Cierre válvula reducción de presión (PRV)

Requerimiento señal remota del ESD	Cierre válvula reducción de presión (PRV)
Requerimiento comando para apertura remota	Apertura válvula reducción de presión (PRV), solamente realizado por el supervisor

d).- Estaciones de medición y distribución

El sistema ESD tendrá la funcionalidad para manejar las condiciones siguientes:

ENTRADAS	SALIDAS
Alta presión en las tuberías	Cierre de válvula ESD
Baja presión en las tuberías	Para condiciones arranque: override durante las condiciones anormales. Para condiciones normales: cierre del bloque de válvula (BV)
Velocidad de disminución de la presión en las tuberías	Cierre de válvula ESD
En caso de terremoto, mayor que 5.0 grados Richter	Cierre de válvula ESD
Requerimiento de señal remota del ESD	Cierre de válvula ESD
Requerimiento comando para apertura remota	Apertura de válvula ESD, solamente realizado por el supervisor

e).- Grupos de pozos

El sistema ESD tendrá la funcionalidad para manejar las condiciones siguientes:

ENTRADAS	SALIDAS
Alta presión en la boca del pozo	Cierre de válvula SSSV
Alta presión en el pozo	Cierre de válvulas MV, FWV y AV
Baja presión en el pozo	Para condiciones arranque: override durante las condiciones anormales. Para condiciones normales: cierre de válvulas MV, FWV y AV
Velocidad de disminución de la presión en el pozo	Condiciones normales: cierre de válvulas MV, FWV y AV
Cuando hay señal de fuego	Condiciones normales: cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD y SSSV
Cuando hay fuga de gas	Condiciones normales: cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD y SSSV
En caso de terremoto, mayor que 5.0 grados Richter	Cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)

Requerimiento de señal remota del ESD	Cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)
Requerimiento de comando para apertura remota	Apertura de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)
Alta presión en el manifold del grupo de pozos de producción	Cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)
Alta presión en el manifold del grupo de pozos de re-inyección	Cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)
Baja presión en el manifold del grupo de pozos de producción o re-inyección	Para condiciones arranque: override para las salidas de presión baja Cierre de válvulas MV, FWV, AV, válvula ESD del grupo de pozos (ESD)

Para ver configuración de las válvulas SSSV, MV, FWV, AV ver fig. 5.5.

5.3.11 Enlaces entre los sistemas

El Sistema de ESD tendrá puertos de comunicaciones unidos al servidor del sistema de seguridad. El servidor se comunicará con los RTU's del SCADA, con el DCS de las plantas de gas o fraccionamiento a través de enlaces redundantes.

El Sistema de ESD tendrá enlaces cableados con el sistema de fuego y gas para cada planta donde ambos sistemas se instalen.

5.4 Medición de variables atmosféricas

Las ubicaciones donde se requieran, serán equipados con sistemas de monitoreo de las condiciones meteorológicas para optimizar las operaciones. Los parámetros a ser medidos y mostrados son:

- a) Fecha y hora
- b) Velocidad del viento y lluvias
- c) Dirección del viento y lluvias
- d) Temperatura del aire
- e) Humedad
- f) Presión barométrica del aire

El sistema meteorológico proveerá todos los datos necesarios y recomendaciones a las entidades peruanas. Todos los sensores de datos meteorológicos tendrán protección IP66 (NEMA 4 o 4X). Deberán ser incorporados registro y transmisión de datos.

5.5 Edificio de control

En proyecto Camisea habrá 4 edificios de control: en la planta de gas, en la estación de bombeo, en la planta de fraccionamiento y en las oficinas de Lima. Los edificios de control proporcionaran la protección suficiente para los operadores y el equipamiento electrónico para que en caso de problemas permanezcan en operación y puedan tomarse acciones de emergencia para minimizar el peligro y sus consecuencias.

El cuarto de control es la sección del edificio de control en la cual se ubican las consolas con instrumentos y las consolas con computadoras del operador.

El cuarto de control esta diseñado con suficiente espacio para la instalación de equipos en el futuro sin necesidad de hacer ampliaciones en la construcción.

Consideraciones para el diseño:

- a) Ubicación, tamaño y distribución física del edificio de control
- b) Se instalaran circuitos cerrados de televisión (CCTV) para mantener la comunicación visual con las partes vitales de la planta.
- c) El nivel de ruido reflejado dentro de la sala de control será minimizado instalando en los techos y paredes material acústico.
- d) Se limitarán vibraciones en el cuarto de control para asegurar la operación continua de los equipos de computo.
- e) Ubicación y diseño de puertas, ventanas, paredes, techos y pisos

- f) Instalaciones eléctricas: iluminación, iluminación de emergencia, tomacorrientes, sala de baterías
- g) Sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC)
- h) Compartimento de primeros auxilios
- i) Sistema de ducterías para el recorrido de cables a través de los diferentes ambientes.
- j) Sistema de detección y protección contra fuego.
- k) Sistema de telecomunicaciones

a).- Distribución del edificio de control

El edificio de control esta compuesto de:

- a) El cuarto del control
- b) El cuarto de las computadoras
- c) Sala de conferencias y entrenamiento
- d) Area de supervisión adyacente al cuarto de control
- e) Sala para el equipamiento eléctrico y baterías
- f) Cuarto de maquinas y HVAC
- g) Sala de primeros auxilios

b).- Sala de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC)

Este ambiente estará alejado de los equipos de control, pero a la vez en un área fácil de llegar a todos los ambientes para reducir perdidas de energía en los ductos de distribución de aire acondicionado, además en un ambiente rodeado con concreto reforzado, para reducir cualquier interferencia mecánica y eléctrica. No se instalaran ventanas.

c).- Detectores y protectores contra fuego

Cubrirá todas las áreas del edificio de control, así como la ductería de cables, tableros de equipos y aquellos lugares donde podría generarse el fuego.

5.6 Suministro de energía ininterrumpida (UPS)

Siendo los sistema de alimentación independientes de la red de votación, estos tienen un gran impacto en la confiabilidad de los sistemas ESD o DCS. Una falla en el sistema de alimentación no debe dar una señal de paro, las fuentes de alimentación de un sistema ESD deberán de ser redundantes, cada una de estas fuentes debe tener una señal de alarma en caso de mal funcionamiento para tomar una acción rápida sobre ella. Generalmente los UPS son utilizados como fuente de energía de respaldo para los sistemas de control.

5.7 Sistema de fuego y gas (FGS)

Se requerirán sistemas independientes de fuego y gas (FGS) para las siguientes instalaciones:

- a) Grupo de pozos.
- b) Estaciones de bloques de válvulas a lo largo de las tuberías
- c) Estación de bombeo.
- d) Estaciones de reducción de presión.
- e) Estaciones de distribución.
- f) En la recepción de los pigs, incluyendo el sistema FGS en la planta de fraccionamiento.

Las funciones del sistema FGS serán realizadas por equipos dedicados y autónomos que alojaran los dispositivos, la interface de la lógica de control con el

Sistema de Seguridad HMI para permitirle al operador mostrarle e interactuar con otros sistemas tales como: sistema ESD, sistema SCADA.

5.7.1 Requerimientos generales del sistema

- a) El FGS proporcionará rápidamente, los medios automáticos para detectar y anunciar alarmas e indicaciones sobre la presencia de fuego y gas.
- b) El sistema FGS estará basado en un PLC físicamente separado y funcionalmente independiente pero se integrará con el sistema ESD. El sistema FGS estará enlazado con el sistema SCADA y otros sistemas de control.
- c) La interface primaria del operador para el sistema FGS será a través de las consolas del sistema de seguridad localizadas en las salas de control de las plantas de gas o fraccionamiento. Se desplegarán las alarmas, pantallas mímicas y estados en las consolas del sistemas de seguridad.
- d) El sistema de FGS tendrá capacidad del auto-diagnostico y capacidad de comunicación serial para reportar al sistema SCADA los diagnósticos, secuencia de eventos (SOE) y estados de las E/S.
- e) La secuencia de eventos (SOE), la colección de los datos servirá para tomar decisiones de paradas. Se supervisarán los eventos a una resolución de tiempo de 4.0 ms o menos.
- f) El (los) tablero(s) que alojaran el sistema FGS, será del tipo modular, autónomos y localizados en las salas de control de las plantas de gas y fraccionamiento. Todas las entradas/salidas de campo hacia el sistema FGS se cablearan ordenadamente a los armarios localizados en cada sistema y se integrara con el sistema ESD. Los gabinetes de equipos ubicados en lugares remotos serán resistentes al medio ambiente.

- g) Se supervisarán todas las entradas/salidas del sistema FGS para detectar corto circuitos, señales fuera de rango y condiciones de falla a tierra.
- h) Toda la instalación eléctrica interior, el cableado e interconexión del sistema FGS será ordenado en armarios y serán resistentes al fuego según IEC 332.

5.7.2 Requerimientos detallados del sistema

- a) El sistema FGS será tolerante a las fallas utilizando tecnología probada, debe tener alta estándar de seguridad, fiabilidad y disponibilidad. Será un sistema basado en PLC y aceptado por la categoría V de las normas TÜV.
- b) La certificación de TÜV incluirá la comunicación serial con el sistema SCADA. El sistema FGS no será sensible a las fallas del sistema SCADA y será libre de las fallas latentes.
- c) Para lograr alta fiabilidad y disponibilidad al realizar las funciones en forma segura, el procesador central del sistema FGS cumplirá los siguientes requisitos:
 - Capacidad continua de auto-diagnóstico/auto-chequeo con reportes de las alarmas vía el sistema SCADA.
 - Falla segura en caso de exceso en el tiempo de barrido para cada CPU.
 - Para asegurar tiempos de respuesta conveniente para la operación segura y precisa, el tiempo de barrido del PLC serán como máximo 20 ms.
 - Redundancia de datos del bus de entradas / salidas para evitar fallas dentro del sistema PLC.
 - Todos los datos de los CPU's tolerantes a las fallas estarán sujetos a discrepancia, chequeándose antes de ser enviados a los módulos de salida.
- d) El sistema FGS estará normalmente energizado excepto las salidas a lámparas y entradas de pulsadores de reset. Una señal lógica "1" se considera un estado

normal, y una señal lógica “0” es un estado anormal (falla o disparo). Las señales de salida irán a un estado lógico “0” (desenergizado) en caso de falla del sistema o de los componentes.

- e) La falla de un circuito en una tarjeta multicanal no debe afectar a los circuitos restantes. Se descubrirán las fallas, localizarlas, aislarlas y generar alarmas del canal en cuestión y asumir una condición lógica segura.
- f) Todos los módulos del sistema y los dispositivos de campo se diseñarán para ser reemplazados en operación sin la necesidad de aislar el suministro de energía al módulo defectuoso y sin afectar el funcionamiento del sistema, minimizando así el tiempo de parada.
- g) El sistema FGS será capaz de diagnosticar y capaz de detectar, localizar y aislar fallas sin afectar la función normal del sistema global.
- h) En caso de fallas de energía o otras fallas por la ausencia de energía en los circuitos de salida, estas deben mantenerse desenergizados hasta que se reponga la energía y se restablezca el sistema. Debe retenerse toda la memoria y la aplicación del sistema durante por lo menos 72 horas en caso de falla en el suministro de energía.
- i) Se debe habilitar una PC portátil en la sala de control para realizar modificaciones fuera de línea, pruebas, búsqueda de fallas y diagnóstico del sistema.
- j) Los tableros de entradas/salidas incorporarán protección contra las perturbaciones eléctricas y daño debido al funcionamiento continuo bajo las condiciones de falla de cable. Las señales de instrumentos deben incorporar

filtros para minimizar los ruidos. Todos los dispositivos electrónicos estarán tropicalizados y serán protegidos contra la humedad, hongos y ataque de insectos.

- k) El sistema FGS estará equipado con opciones de auto-diagnóstico, monitoreo y pruebas de fallas de todos los circuitos de E/S, módulos de E/S, fuentes de energía, etc. en condiciones de funcionamiento normal.
- l) El software de aplicación del sistema FGS tendrá la opción de falla segura, por ejemplo: todas las salidas se energizarán de acuerdo a la lógica en condiciones de operación normal y desenergizadas en condiciones de falla o alarma.
- m) La identificación de fallas será específica, las ambigüedades deben ser detectadas. La rectificación de fallas se realizará preferentemente en línea tales como el reemplazo de tarjetas para corregir la falla.

5.7.3 Disponibilidad para la expansión

El Sistema F&GS será ampliado en el futuro. El diseño estará preparado para expansión sin necesidad de reemplazar equipos. Las expansiones serán posibles adicionando tarjetas a los chasis existentes y reconfigurando los archivos de datos del software ya instalado. Los criterios de expansión serán los aplicados al sistema de emergencia ESD.

5.7.4 Requisitos de hardware y software

- a) Módulos de entrada – estos módulos electrónicos deben recibir señales de dispositivos de campo y switches de estado.
- b) La lógica será capaz de generar las acciones correctas en respuesta al estado de las entradas del sistema FGS.
- c) Módulos de salida – estos módulos electrónicos deben comandar los actuadores de campo del sistema FGS y los sistemas de protección.

- d) Se deben realizar continuamente el monitoreo de fallas, chequeos de integridad, monitoreo de las comunicaciones.
- e) Debe disponer de un sistema de mantenimiento override para todos los dispositivos de entrada del sistema FGS, la cual permita al operador pruebas de detección de humo, fuego, detección de gas, etc. Este sistema debe ser capaz de inhibir cada señal del sistema FGS para evaluarlos.
- f) La secuencia de eventos SOE servirá para monitora el estado de todas las entradas, estos datos deben ser mostrados en las consolas del sistema de seguridad.
- g) Todos los dispositivos del campo tendrán su electrónica tropicalizada y podrá operar en las condiciones ambientales especificadas sin que esto signifique una reducción en el tiempo de vida de los equipos.

5.7.5 Requisitos medioambientales

Todos los dispositivos se diseñarán para ambiente industrial y operarán sin degradación o ruptura dentro de los límites definidos a continuación:

Temperatura ambiental	-10 a 50°C
Presión atmosférica	10 a 15 psia
Humedad relativa (no-condensado)	5 a 95%
Polvo	> 10 micras
Vibración	Para soportar terremotos zona 4
Shock (despacho/almacenamiento)	3.0 g
Nivel de sonido	35 max del dBa. @ 5 ft.

5.7.6 Requisitos eléctricos del sistema FGS

Todos los dispositivos se diseñarán para ambiente industrial y operarán sin degradación o ruptura dentro de los límites definidos a continuación:

Voltaje	24 Vdc +- 20%
Distorsión armónica	5% max.
Voltaje, salidas de relés	220 VAC + 10%, 15 Amperio.
Frecuencia	60Hz + 3%
RFI, máximo V/m @ 27-500 MHz	10
EMI, máximo Gauss @ 0-60 Hz	20
Variación de voltaje, <15 ms	-100 a + 180%
Variación de voltaje, <30 ms	-50 A 150%
Clasificación eléctrica	Propósito general

Las alimentaciones a los ventiladores y otros equipos deben ser de 220 VCA y deben ser conectados a interruptores en los tableros. Todos los circuitos de protección de los dispositivos deben tener interruptores de capacidad adecuada.

5.7.7 Esquema físico

- a) Los tableros tendrán acceso frontal y posterior, orejas para su transporte, provistos para accesos cables superior e inferior.
- b) Los cables deben entrar a las consolas por la parte inferior, así como la salida de cables.
- c) Se mantendrán canaletas separadas dentro de los armarios para cada uno de los siguientes tipos de señal:
 - Alimentación de 220 VAC, 60 Hz.
 - Alimentación de 24 VDC.

- Señales de 4-20mA y RTD
 - Termocuplas
- d) Todo el cableado interior será con cables resistentes al fuego de acuerdo a IEC 332 y se etiquetarán y fijará adecuadamente. Se utilizaran conectadores adecuados donde sea posible.

5.7.8 Señales de E/S

a).- Grupos de pozos Cashiriari / San Martín

- 02 Detector de gas
- 02 Detectores de fuego, información del tablero de mando del pozo,

b).- Válvula de bloqueo

- 01 Detector de gas (inflamable y tóxico)
- 01 Detector de fuego
- 01 Detector de temperatura alta
- 01 Detector de rapidez de cambio de temperatura
- 01 Detector de humo, detector de calor
- 01 Punto de alarma manual, pulsadores.

c).- Estación de medición

- 01 Detector de gas (inflamable y tóxico)

d).- Estación de bombeo

- 06 Detector de gas (inflamable y tóxico)
- 04 Detector de fuego
- 03 Detector de temperatura alta
- 08 Detector de humo, detector de calor
- 04 Punto de alarma manual, pulsadores.

5.7.9 Detalle de equipos

5.7.9.1 Grupos de pozos

- a) PC portátil de ingeniería para mantenimiento y configuración del sistema.
- b) PC para registrar secuencia de eventos SOE e imprimir los reportes en la sala de control.
- c) Los tableros de los procesadores de detección de fuego y gas ubicados en las instalaciones de control serán conectados a las E/S del proceso mediante cableado.
- d) El enlace entre los equipos del edificio de control y los equipos remotos serán mediante fibra óptica.
- e) Los armarios autónomos del sistema de fuego y gas cableados con todas las E/S y sus borneras asociadas a ellas serán localizados en tres ubicaciones diferentes.
- f) Suministro de interfaces para enlazar el sistema FGS al sistema SCADA.
- g) Proporcionar retardantes de fuego en los cables, los aislamiento en los ductos deben soportar por lo menos 3 horas de resistencia al paso del fuego.

5.7.9.2 Estación de bombeo

- a) PC portátil de ingeniería para mantenimiento y configuración del sistema.
- b) PC para registrar Secuencia de Eventos SOE e imprimir los reportes en la sala de control.
- c) Los tableros de los procesadores de detección de fuego y gas ubicados en las instalaciones de control serán conectados a las E/S del proceso mediante cableado.
- d) Suministro de interfaces para enlazar el sistema FGS al sistema SCADA.

- e) Proporcionar retardantes de fuego en los cables, los aislamiento en los ductos deben soportar por lo menos 3 horas de resistencia al paso del fuego.
- f) Suministro de todos los dispositivos de campo tales como detectores de gas y estaciones de emergencia manual.

5.8 Filosofía de medición

Para establecer un sistema confiable de medición y fiscalización de gas natural y NGL. El alcance llega a los grupos de pozos, las tuberías de transporte de gas, la planta de gas, la planta de fraccionamiento y la red de distribución de gas en la ciudad de Lima.

Para garantizar estos objetivos se utilizará las mejores técnicas de medición de flujo utilizando la instrumentación adecuada.

5.8.1 Antecedentes

El sistema SCADA permitirá recolectar datos del proceso de mediciones de flujo. Para realizar las correcciones de los valores de flujo se utilizarán las mediciones de presión y temperatura. La recolección de datos se realizará de los grupos de pozos, la planta de gas, la planta de fraccionamiento y las estaciones de transferencia de custodia.

El sistema de IT (Tecnología de la Información), cuya base estará en Lima procesará la información, la cual incluye sofisticados programas para realizar los cálculos de la producción de gas, determinación de las regalías, análisis de los datos de ingeniería de los pozos. El programa específico es de Oracle Energy para manejo de costos de hidrocarburos. El segundo programa es Oracle Finance que maneja la información de negocios de los productos y determina las entradas para los usuarios, para los distribuidores y las regalías para el estado.

Así, el trabajo de calcular la cantidad de gas producido, el gas inyectado, el producto vendido, los hidrocarburos utilizados en los campos de producción involucran dos programas que intercambiarán información continuamente.

El sistema SCADA recolectará muchos datos, calculará promedios y funciones de integración con los datos de campo; y periódicamente transferirá estos datos al programa Oracle Energy. Los datos requeridos para realizar la ingeniería de los reservorios y la tecnología de producción serán obtenidos del sistema IT ubicado en Lima.

5.8.1.1 Interfaces

La recolección y distribución de datos del gas y sus líquidos es muy importante para diferentes grupos. Los datos de producción de campo serán recolectados vía el sistema SCADA o DCS e ingresados en los archivos de datos para satisfacer los requerimientos de información de los diferentes grupos interesados. Los datos pueden ser transferidos entre varios sistemas de procesamiento electrónico de datos.

Interfaces entre grupos, los grupos involucrados son:

- a) Grupo de marketing;
- b) Grupo de finanzas;
- c) Grupo de operaciones;
- d) Grupo de mantenimiento;
- e) Ingeniería de reservorios;
- f) Grupo IT.

5.8.1.2 Venta de gas natural

a).- Mercado de ventas de gas

Hay 5 grupos de mercados directos para el gas natural y son:

- Grandes usuarios industriales cuyo consumo exceda 1.6 MMscfd;
- Generadores de energía eléctrica;
- Plantas petroquímicas;
- Compañías de distribución en Lima, quienes comercializarían el gas a los usuarios pequeños, industrial, comercial y residenciales;
- Pequeños usuarios industriales fuera de Lima.

b).- Requerimientos de medición para los clientes de gas natural

- Medidores de flujo ultrasónicos en las redes de distribución a los clientes de gas natural.
- Factor de corrección automático de presión, temperatura y altitud
- Temperatura del gas
- Valor Calorífico (CV)
- Gravedad Específica (SG)
- Composición del gas

5.8.1.3 Venta de NGL

La comercialización de NGL se realizará desde el terminal marítimo a 15 km de la planta de fraccionamiento. Habrá dos amarraderos de 80,000 toneladas para despachar el producto. El producto será transferido a través de dos tuberías y podrá transportar gasolina, butano o propano. También se podrá transferir gasolina a una refinería local. Además se comercializará el gas licuado de petróleo (LPG) para el mercado local y se realizará desde la planta de fraccionamiento.

a).- Comercialización desde el terminal marítimo

Los productos comercializados desde el terminal marítimo requerirán medición que incluya:

- Dos medidores de turbina conectados en serie con bypass, con compensación por presión y temperatura;
- Medidor totalizador de flujo compensado de 12 dígitos;
- Medición de la densidad del producto;

b).- Comercialización a camiones cisternas

La comercialización de productos en el terminal de cisternas incluirá medidores que cumplan con lo siguiente:

- Dos medidores de turbina conectados en serie con bypass, complete con compensación por presión y temperatura;
- Medidor totalizador de flujo compensado de 8 dígitos;
- Medición de la densidad del producto;

5.8.2 Información previa

5.8.2.1 Grupos de pozos

En la reserva de Cashiriari habrá cinco (5) grupos de pozos para la producción de gas. Para propósitos de planificación, el sistema SCADA será configurado para manipular datos de hasta 10 pozos en cada grupo de pozos. En cada grupo habrá cinco pozos de producción y cinco de re-inyección. Los pozos de producción requieren mas soporte de instrumentación y control. Habrá un plan de contingencia para el manejo de datos, pues se podría usar 8 pozos para producción y 2 pozos para inyección.

En el caso de la reserva de gas de San Martín, su tratamiento será igual al de Cashiriari solamente que aquí habrá dos (2) grupos de pozos.

5.8.2.2 Requerimientos legales y gubernamentales

Se debe reportar al Estado Peruano lo siguiente (reporte por reservorio y por mes):

- a) Cantidad y calidad de cada clase de hidrocarburos producidos durante el mes;
- b) Cantidad y calidad acumulada de cada clase de hidrocarburos producidos;
- c) Cantidad y calidad de hidrocarburos re-inyectado a los pozos, venteados y quemados en los mecheros de drenaje;
- d) Cantidad y calidad de hidrocarburos utilizados;
- e) Inventarios de cada clase de hidrocarburos almacenados;
- f) Cantidad y calidad de hidrocarburos vendidos;
- g) Cantidad y calidad acumulada de los hidrocarburos vendidos.

5.8.2.3 Requerimientos de ingeniería de reservorios y tecnología petrolera

Para realizar el análisis de los pozos se requiere que el personal recolecte datos dinámicos y estáticos de la superficie del pozo perforado y del subsuelo dentro de un reservorio. Los pozos perforados dentro del campo pueden penetrar en varios reservorios bajo el suelo. La producción debe registrar cuidadosamente datos del reservorio correcto. En el tiempo un pozo puede servir para producir desde diferentes reservorios. Los datos de un pozo deben ser adecuadamente asignados a un reservorio. La base de datos de la información de un pozo particular contiene datos y parámetros estáticos y dinámicos. En el sistema SCADA, los datos contendrán solo datos estáticos requeridos para definir el pozo específico. El programa “The Oracle Energy Hydrocarbons” se estará ejecutando en el sistema IT de Lima y contendrá todos los datos apropiados y estáticos de cada uno de los pozos de producción. El sistema IT deberá tener capacidad para almacenar datos de los pozos por largos

periodos para mantener permanentemente actualizado y registrados los datos de los campos de producción y para satisfacer los requerimientos de ingeniería de reservorios y tecnología petrolera.

Los datos de los pozos serán recolectados por el sistema SCADA y los requerimientos mínimos de muestreo de los parámetros físicos son:

▪ Presión dentro del pozo	15 seg
▪ Temperatura dentro del pozo	60 seg
▪ Presión en el cabezal de tubería del pozo	15 seg
▪ Temperatura en el cabezal de tubería del pozo	30 seg
▪ Flujo de gas del pozo	15 seg
▪ Flujo de líquidos del pozo	15 seg
▪ Densidad de los líquidos del pozo	30 seg
▪ Cantidad de agua en la producción del pozo	30 seg
▪ Posición de la válvula de choke	10 seg
▪ Detección de traceadores (inyectado al pozo)	30 seg
▪ Inhibidor de corrosión inyectado	30 seg

El sistema SCADA recolectará los datos de los grupos de pozos incluyendo la calidad del gas en la tubería recolectora, justo antes de la inyección del inhibidor de corrosión. Otros datos a ser registrados del grupo de pozos son:

- Información cromatográfica del gas, medición en línea;
- Presión en tubería de cabezal del pozo;
- Temperatura en cabezal del pozo;

En la planta de gas, se medirá en línea la calidad del gas ingresando a ella, para determinar la calidad del producto que viene del campo.

El gas debe ser re-inyectado al reservorio por dos razones. Primeramente, el mercado de gas no está desarrollado. En segundo lugar, es para mantener la presión dentro del reservorio suficientemente alta. El gas re-inyectado ha sido procesado en la planta de gas y su composición es mayormente metano y etano (C1/C2). Dentro del reservorio, esta reinyección de gas seco y el gas nativo se mezclarán. Como habrá pozos dedicados a la producción y a la reinyección, es importante conocer cuándo, dónde y en qué concentraciones el gas reinyectado aparecerá en los pozos de producción. Por esta razón, en los pozos de reinyección se debe inyectar trazadores en el flujo de gas re-inyectado. Los pozos de producción deben tener la instrumentación adecuada para monitorear dentro de la producción de gas los productos trazadores.

La información geológica y estática para realizar el análisis del reservorio debe incluir:

- Coordenadas de latitud y longitud de la superficie del pozo;
- Finalización de la perforación del pozo;
- Altitud de la superficie del pozo;
- Número de penetraciones al pozo;
- Nombre del reservorio;
- Material de la formación geológica del reservorio;
- Presión dentro del pozo en estado inicial y estático;
- Temperatura dentro del pozo en estado inicial y estático;
- Presión dentro del pozo mensual en producción;
- Temperatura dentro del pozo mensual en producción;

5.8.2.4 Interface al programa Oracle Energy Hydrocarbons

La cantidad de información requerida para la producción eficiente de los pozos es extensa. El sistema SCADA proveerá una cantidad significativa de datos al programa Oracle Energy Hydrocarbons. Este programa es un potente manejador de base de datos relacional. El programa puede recolectar datos estáticos y dinámicos de cada reservorio y puede construir las bases para muchas decisiones de producción.

La recolección de datos dentro del sistema SCADA será retenido por dos años. La base de datos del sistema SCADA siempre retendrá los datos de producción de los dos últimos años y podrá mostrarlo al personal de producción y mantenimiento.

5.8.2.5 Interface al programa Oracle Finance

El sistema IT estará enlazado al programa Oracle Energy Hydrocarbons. Ambos programas (The Oracle Programs) tienen bases de datos relacionales y calcularán los movimientos de los hidrocarburos y darán herramientas adecuadas a los operadores del proyecto y al estado para calcular las regalías. El programa procesará los datos estáticos y dinámicos de cada reservorio y puede construir las bases para muchas decisiones de producción.

5.8.3 Requerimientos de tecnología de producción

5.8.3.1 Cantidad y calidad de cada clase de hidrocarburos producidos durante el mes

Se medirá el flujo de cada pozo y por grupo de pozos. También se monitoreará por pozo de producción la densidad, presión, temperatura, composición de gas y detectar el producto traceador. Los datos de producción deben ser correlacionados a la posición de la válvula de choke para que las curvas de producción puedan ser relacionadas a los parámetros básicos del pozo. La curva de flujo a través de la

válvula de choke puede ser reajustado a la producción del reservorio y permitir una indicación de la declinación natural del reservorio. La colección diaria de datos debe resumirse para los reportes de producción por pozo mensual. Los datos serán reajustados basados en la contabilización final de gas, líquidos y agua en la Planta de Gas. La medición de flujo ciclónico en el pozo podrá determinar el flujo de gas, el flujo de líquidos y la densidad. Con la medición de la densidad, el RTU puede calcular la cantidad de agua.

5.8.3.2 Cantidad y calidad acumulada de cada clase de hidrocarburos producidos

Los datos de la producción diaria deben ser totalizados para la contabilización final de gas, líquidos y agua para los datos mensuales de producción. Los reportes deben ser preparados para identificar la cantidad acumulada y la calidad de los hidrocarburos producidos cada mes, cada tres meses y anualmente por pozo. Un reporte adicional debe indicar la producción totalizada por grupo de pozos.

5.8.3.3 Cantidad y calidad de hidrocarburos reinyectados, venteados o quemados

La composición del gas y la densidad será monitoreado en la Planta de Gas. Los datos de inyección al pozo deben ser correlacionados a la posición de la válvula de choke para poder formular las curvas de inyección a los pozos. La curva de flujo a través de la válvula de choke puede ser reajustado a la producción del reservorio y permitir una indicación de la declinación natural del reservorio. La colección diaria de datos debe resumirse para los reportes de producción por pozo mensual. Los datos serán reajustados basados en la contabilización realizada en la planta de gas y ajustar la reinyección de gas para los propósitos de contabilización.

La cantidad de combustible consumido por las plantas de generación, quemados y venteados serán acumulados por los siguientes lugares:

- Grupo de pozos #1 Cashiriari;
- Grupo de pozos #2 Cashiriari;
- Grupo de pozos #3 Cashiriari;
- Grupo de pozos #4 Cashiriari;
- Grupo de pozos #5 Cashiriari;
- Grupo de pozos # 1 San Martín;
- Grupo de pozos # 2 San Martín;
- Planta de gas;
- Estación de bombeo;
- Planta de fraccionamiento;

5.8.3.4 Cantidad y calidad de hidrocarburos usados

Serán acumuladas la cantidad de combustible consumido por las plantas de generación y transferencia de custodia o estaciones de reducción de presión. Habrá un estimado diario del consumo por los actuadores de los bloques de válvulas ubicados a lo largo de las tuberías de distribución. Los lugares donde se requiere este monitoreo son:

- Grupo de pozos #1 Cashiriari;
- Grupo de pozos #2 Cashiriari;
- Grupo de pozos #3 Cashiriari;
- Grupo de pozos #4 Cashiriari;
- Grupo de pozos #5 Cashiriari;
- Grupo de pozos # 1 San Martín;

- Grupo de pozos # 2 San Martín;
- Planta de Gas;
- Estación de bombeo;
- Estación reductora de presión # 1;
- Estación reductora de presión # 2;
- Estación reductora de presión # 3;
- Planta de fraccionamiento;

5.8.3.5 Inventario de cada clase de hidrocarburos almacenados

a).- Inventario de gas natural

El flujo en las tuberías que transportan el producto desde los grupos de pozos hasta la planta de gas deben ser calculados basados en la instrumentación de presión y temperatura. El resultado de volumen de gas debe ser ingresado en el reporte de inventario de gas como gas natural sin procesar.

Para las tuberías dentro de la planta de gas se estimaran un valor de cantidad constante de gas en transito y su valor ingresado en el inventario de gas.

La producción del día se debe calcular cada día a medianoche, este cálculo determinara el incremento o disminución de la desviación del inventario de gas natural. Los cálculos deberán utilizar la corrección por presión y temperatura en cada segmento de tubería en las áreas de almacenamiento. El calculo de inventario en las tuberías debe incluir:

- Tubería de distribución de gas de re-inyección a los grupos de pozos de Cashiriari;
- Tubería de distribución de gas de inyección a los grupos de pozos de San Martín;
- Tubería de gas desde la planta de gas al bloque de válvula # 7;

- Tubería de gas desde el bloque de válvula # 7 hasta el último bloque de válvula;

b).- Inventario de NGL

El volumen del flujo en las tuberías entre los grupos de pozos y la planta de gas serán calculados en base a los instrumentos de presión y temperatura. El volumen resultante de NGL será ingresado al reporte de inventario de NGL como producto no procesado.

Para las tuberías dentro de la planta de gas se estimaran un valor de cantidad constante de NGL en transito y su valor ingresado en el inventario de gas.

La producción del día se debe calcular cada día a medianoche, este cálculo determinará el incremento o disminución de la desviación del inventario de NGL. Los cálculos deberán utilizar la corrección por presión y temperatura en cada segmento de tubería en las áreas de almacenamiento. El calculo de inventario en las tuberías debe incluir:

- Tubería NGL desde la Planta de Gas hasta Bloque de Válvula # 7;
- Tubería NGL desde Bloque de Válvula # 7 hasta Bloque de Válvula # 20;
- Producto NGL en las tuberías de procesamiento dentro de la Planta de Fraccionamiento;
- Gasolina NGL, propano NGL y butano NGL almacenado en la Planta de Fraccionamiento;

5.8.3.6 Cantidad y calidad de hidrocarburos vendidos

a).- Gas natural vendido

La cantidad y calidad de gas natural vendido debe ser calculado todos los días a medianoche, la cual será la producción del día. Este cálculo determinará la

desviación, el incremento o disminución del inventario de gas natural que será entregado a los canales de distribución a través de las tuberías.

b).- Producto NGL vendido

El producto de NGL vendido será calculado cada día a medianoche, la cual será la producción del día. Este cálculo determinará la desviación, incremento o disminución del inventario de NGL despachado desde los almacenes.

5.8.3.7 Cantidad y calidad acumulada de hidrocarburos vendidos

a).- Venta acumulada de gas natural

Será calculado cada día a medianoche, esta será la cantidad vendida y acumulada del día. Este cálculo podrá determinar la desviación, el incremento o disminución del inventario de gas natural despachado desde las tuberías de distribución o exportación.

b).- Venta de productos NGL

Los productos del NGL vendidos serán calculados cada día a medianoche para completar la producción del día, estos cálculos determinaran la desviación, incremento o disminución del inventario de NGL en los almacenes. En los cálculos se utilizaran datos de presiones y temperaturas de cada ramal de tuberías.

5.8.4 Requerimientos de medición

5.8.4.1 Medición en los pozos

El producto producido sin refinar de cada pozo será separado en gas y líquidos por un equipo. Los dos componentes serán medidos individualmente por medidores separados. Es decir se medirá el flujo en cada pozo de producción y luego nuevamente se mezclarán para ser transportados a la planta de gas a través de una tubería matriz. En la planta de gas toda la producción de los pozos son ingresados a

tres trenes de producción/separación. El gas, los líquidos y el agua son medidos separadamente por la instrumentación.

El instrumento preferido para la medición y cálculo de flujo con el separador ciclón es el ultrasónico con una precisión de $\pm 1\%$. El medidor y cálculo de flujo de líquidos será el tipo turbina con una precisión de $\pm 1\%$.

La presión y temperatura serán medidos con instrumentos que tengan una precisión de $\pm 0.5\%$. Esto daría una precisión en las medidas de menos de $\pm 1.0\%$ para cada lazo.

Con la medición de parámetros de cada pozo, no se requerirán pruebas individuales en cada pozo debido a la continua medición de parámetros. Las características de cada pozo de producción se conocerá continuamente y estará disponible en el sistema SCADA. La cantidad total de producción será determinada en las mediciones en la planta de gas y se podrá deducir la producción de cada pozo por la proporción de la producción diaria.

5.8.4.2 Re-inyección de gas

La medición de flujo inyectado a los pozos será medido por una placa orificio instalado en la línea de inyección. La presión, temperatura y presión diferencial serán medidos con instrumentos, que tengan una precisión de $\pm 0.5\%$. Esto permitirá tener una precisión de menos de $\pm 1.0\%$ por cada lazo.

5.8.4.3 Re-inyección de agua

Cuando se extrae gas y líquidos de gas, también se extrae mezclado con ellos niveles bajos de agua. El agua será separado en la planta de gas y podrá ser re-inyectado en un pozo cercano. El flujo principal de agua producida será medido con un instrumento ultrasónico con precisión de $\pm 3\%$.

5.8.4.4 Medición de gas a los quemadores, venteos e intercambiadores de calor

La medición de flujo de gas a los quemadores, a los venteos y los intercambiadores serán realizados por placas orificio con compensación presión y temperatura. Todos estos medidores de flujo de gas serán instalados y calibrados para estimar los volúmenes diarios y tener el acumulado anual.

La precisión requerida de los instrumentos de presión, temperatura y presión diferencial es +/- 0.5% y permitirá una precisión en cada lazo de +/- 2.0%.

5.8.5 Sistema SCADA

El sistema SCADA recolectará datos en la planta de gas. Estos datos serán transmitidos a la planta de fraccionamiento para propósitos de respaldo de la información. Los datos de los instrumentos se reportarán periódicamente al sistema IT para su procesamiento por el programa Oracle Energy. El flujo de información será en ambos sentidos, los datos de campo serán transmitidos al sistema IT y la información útil en las consolas de los operadores de campo será retornada al sistema SCADA. Todos los reportes utilizados para sustentar la ingeniería de reservorios, tecnología de producción, comercialización y financiera será preparado por el sistema IT.

5.8.5.1 Método de reporte general

Todos los reportes estarán configurados y presentados de una manera explícita, incluyendo el tiempo, fecha y toda la información requerida de las variables registrados en el sistema IT. Los reportes se mostrará en las estaciones de trabajo e impresos si se requiere o a intervalos de tiempo programados por el personal de operaciones. En general, los registros horarios, los registros diarios deben ser

impresos en los reportes. Los programas deben estar configurados para no perder datos si no se pueden imprimir los reportes debido problemas en la impresora.

Al final de los periodos de tiempo predefinidos el sistema proveerá resúmenes (totales, promedios, etc.) sobre algunos de las informaciones mas detalladas disponibles antes que esta información sea sobrescrita. Adicionalmente, al final de cada día, el sistema IT realizará un balance y emitirá un reporte diario de la producción total de gas, líquidos y agua para cada pozo.

5.8.5.2 Método de contabilización general

La responsabilidad para contabilizar el gas, los líquidos y el agua y su correcta distribución por unidades de producción y por utilización, será dividida entre el sistema SCADA y el programa Oracle Energy Hydrocarbons. La recolección de datos por el sistema SCADA será transferido al sistema IT de Lima para un procesamiento mas extenso cada día, para generar seguidamente el reporte del día.

La responsabilidad del sistema IT será la distribución de las entregas de productos de gas, líquidos y agua y todos los productos re-inyectados. El sistema IT será responsable también de registrar todos los datos de producción de los pozos continuamente. Cada hora los registros de datos análogos serán leídos y grabados en el sistema por un periodo de 25 horas después del cual puede ser sobrescrito. Sin embargo, cualquier registro de datos análogos debe estar disponible.

El sistema IT de Lima estará disponible para distribuir día a día las perdidas, combustible utilizado, usos en perforación, otros usos, cambios de stock. El sistema IT será también responsable agregar información de las medidas realizadas manualmente e ingresadas en el sistema, tales como la información fija a cerca de las zonas de producción dentro de los campos. El sistema IT servirá para ajustar eventos

inusuales. El sistema IT generará los reportes al final de cada mes y reportará varios formatos necesarios para: la ingeniería de reservorios y tecnología petrolera, para finanzas, análisis de costos, calculo de impuestos y regalías al estado.

5.8.6 Grupos de pozos

La intención de la medición es para desarrollar un sistema que independientemente monitoree cada bloque de producción separadamente. La medición independiente es la base para determinar la cantidad producida por cada bloque de producción en los puntos de fiscalización de la producción. La medición de la calidad del producto a la entrada de la planta de gas logra esta meta.

Las tuberías de producto que entran a la planta de gas pasarán a través de un cromatógrafo común. La medición de la calidad del gas se aplicará a todos los grupos de pozos.

5.8.6.1 Producción en el pozo

Los grupos de pozos requieren medición de flujo para los productos producidos y re-inyectados. Habrá un medidor de flujo multifase por pozo de producción.

La metodología de medición de flujo será el medir el flujo en todos los pozos de producción que servirá para realizar estudios del comportamiento de la reserva.

Los parámetros medidos para cada pozo de producción son:

- a) Flujo no compensado;
- b) Presión en el instrumento de flujo;
- c) Temperatura en el instrumento de flujo;
- d) Densidad del liquido producido después de la separación;
- e) Los datos serán recolectados a intervalos de 5 seg y promediados cada minuto;

- f) Los cálculos de contenido líquidos de gas y agua serán calculados cada 15 seg, y promediados cada minuto;
- g) Los datos de cada minuto serán promediados cada hora;
- h) Los datos de cada hora serán promediados diariamente desde 00:00:00 horas to 23:59:59 horas.

La densidad medida de los líquidos permitirá determinar la cantidad de líquidos y agua dentro del reservorio en el subsuelo.

5.8.6.2 Re-inyección en el pozo

El exceso de gas producido será comprimido para ser inyectado en el reservorio, el flujo de gas de inyección será medido en la descarga de la planta de gas a la tubería de inyección. La calidad del gas de inyección es la misma que aquella que se exporta a la costa y se considerara así en la tabulación de reportes. El RTU del grupo de pozos realizará los cálculos para determinar el flujo de gas inyectado a cada pozo. Habrá un medidor de placa orificio para cada pozo de tal manera de medir el flujo de gas inyectado a cada pozo. El gas inyectado al pozo es seco y no tiene otros elementos. La instrumentación necesaria para la inyección de gas es:

- a) Placa orificio para medir flujo;
- b) Presión en el punto de medida de flujo;
- c) Temperatura en el punto de medida de flujo;
- d) Posición de la válvula de choke.

5.9 Sistema de monitoreo de las tuberías

Comprende los requerimientos para el sistema de detección de fugas en las tuberías transporte de productos y la simulación de la aplicación. Las aplicaciones de la simulación deben ser ejecutadas en PC's bajo plataforma Windows. El software

servirá para también para el diseño hidráulico de las tuberías y debe ser capaz de modelar pequeños y grandes rangos de flujo en las tuberías y debe trabajar con líquidos y gas. Debe ser disponible la simulación en línea y fuera de línea de los modelos dinámicos de tal manera de intercambiar escenarios de simulación. El modelo de simulación debe ser diseñado con la capacidad de agregarle cuatro compresores en la estación de bombeo.

5.9.1 Visión del sistema de tuberías

La planta de gas, planta de procesamiento de gas natural ubicado en Las Malvinas producirá gas metano seco y líquidos de gas natural (NGL). El gas, NGL y el etano serán transportados a la costa en las cercanías de Pisco, vía un par de tuberías a través de una distancia de 520 km. Una estación de bombeo estará ubicado en Chiquintirca a 180 km de las Malvinas impulsara el gas y el NGL. En el recorrido habrá estaciones de reducción de presión y estarán ubicados en Characas (395 km) y Humay (435 km). Entre Las Malvinas y Chiquintirca hay tres picos de alrededor de 2000m de elevación, con valles de 800m elevación. Entre Chiquintirca (elevación 2000m) y Pisco (elevación 200m) la ruta se eleva hasta 4500m, con varios picos y valles a lo largo de la ruta. En los 100 km de tuberías mas próximos a Pisco hay cambios enormes en las elevaciones por donde recorrerá las tuberías.

En Pisco, el NGL y etano serán fraccionados en gas licuado de petróleo (LPG) y gasolina natural y otros productos. La producción inicialmente será para exportación vía tanques marinos, aunque la gasolina será transferido a la refinería local y una fracción de la producción de LPG serán suministrados para el mercado local. El transporte de estos líquidos fraccionados serán transportados vía una única

tubería o por tuberías paralelas dedicadas. Estas tuberías serán de aproximadamente 15 km.

La segunda tubería de 119 km que transportara gas natural irá desde Pisco hasta Lima para distribuir gas a las plantas de generación de energía y las de utilidades locales.

5.9.1.1 Sistema de medición y equipamiento

Todos los datos de las mediciones serán registrados vía el sistema SCADA desde la instrumentación ubicada a través de todas las tuberías. La medición del flujo tendrá una precisión de 1.0% para fluidos de una fase. Los instrumentos de presión y temperatura tendrán una precisión de 0.5%.

5.9.1.2 La tubería de NGL

La tubería de NGL tendrá una estación de bombeo en Las Malvinas, que es el inicio de la tubería, a la salida de planta de gas y una estación de bombeo en Chiquintirca, a 168 km a lo largo de la línea. Las estaciones de reducción de presión serán ubicados en Characas, 395 km y Humay, 430 km así como a la entrada de la planta de fraccionamiento en Pisco, 520 km. En las estaciones de reducción de presión se tendrá la medida de la temperatura y de la presión aguas arriba y aguas abajo.

5.9.1.3 La tubería de gas natural

La tubería de gas natural tendrá una estación de compresores en Las Malvinas, que es el inicio de la tubería a la salida de la planta de gas. La descarga de gas natural en la segunda etapa de compresión será aprox. 2160 psig. Las mediciones disponibles a la salida de la estación de compresión será la presión, temperatura, flujo y composición medido por un cromatografo de gas. La tercera etapa de

compresión proveerá el gas para la re-inyección a los pozos, en este punto también se medirá la presión, flujo, temperatura. Las facilidades ubicadas en Chiquintirca permitirán la posibilidad de instalar una segunda estación de compresión, pero inicialmente no se realizará. El gas natural en Chiquintirca podrá ser utilizado para generar energía para alimentar a la estación de bombeo de NGL.

5.9.1.4 Estaciones de bloque de válvulas

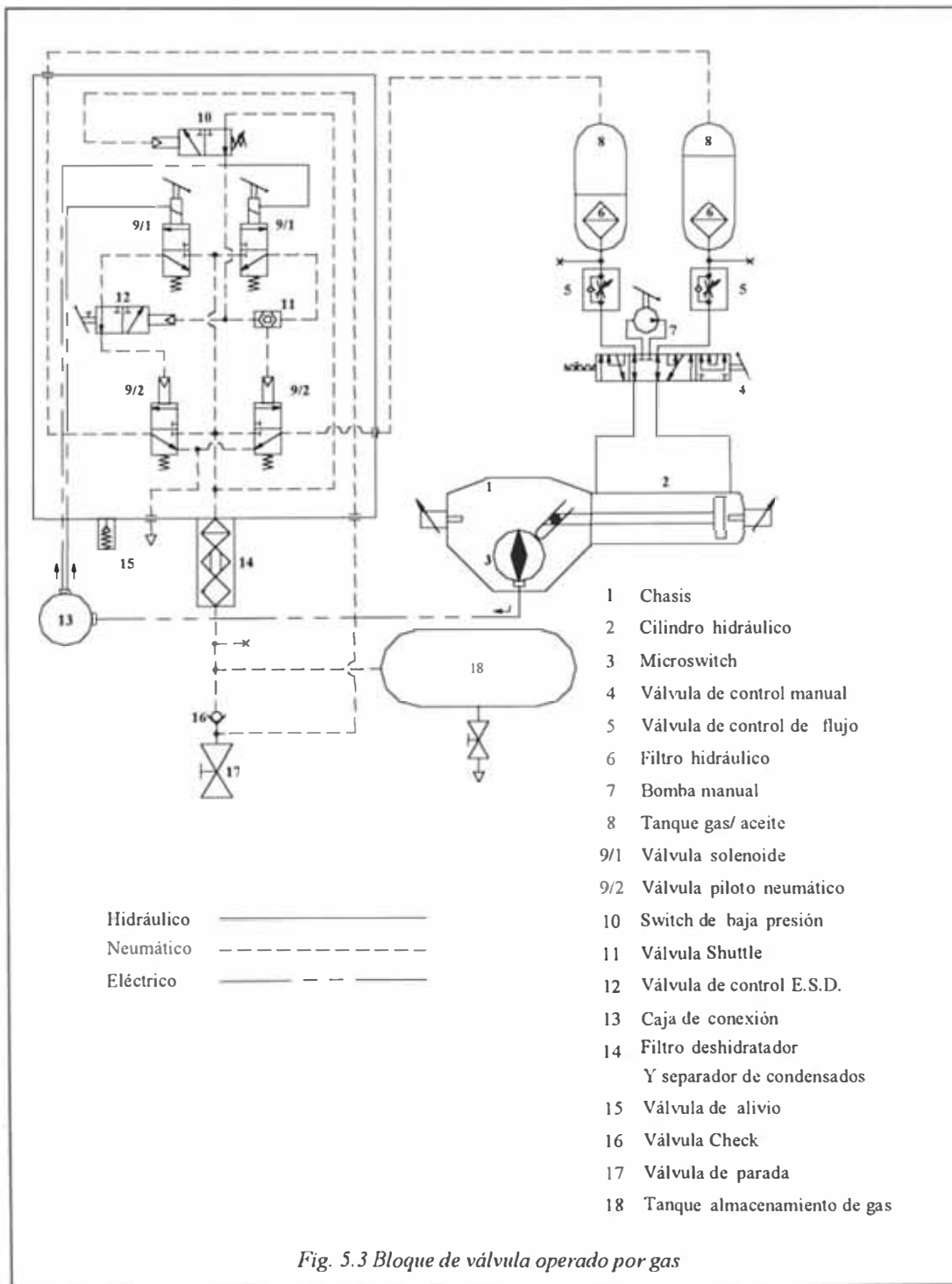
Habrá siete (7) estaciones de bloques de válvulas entre Las Malvinas y Chiquintirca, y once (11) entre Chiquintirca y la planta de fraccionamiento en Pisco. En cada una de estas estaciones de bloqueo se medirán la temperatura y presión del fluido tanto para el gas natural y para el NGL. La actuación del bloque de válvula tomará gas natural de la tubería. El volumen de este gas no será medido, aunque el número de actuaciones de la válvula estará disponible en el sistema SCADA. El consumo del volumen de gas natural por cada actuación de la válvula es conocido y facilitado por los fabricantes de válvulas (ver fig. 5.3).

Una vez completado el proyecto, las siete (7) estaciones de válvulas entre Las Malvinas y Chiquintirca serán accesibles solo por helicóptero, siendo el costo de mantenimiento muy alto. El número de estaciones de bloqueo en las líneas de gas natural y NGL dependerá del estudio de sensibilidad de fugas.

5.9.1.5 Medición de la temperatura ambiental

A lo largo de los 600 km de tuberías que cruzan los andes y la zona tropical el clima tendrá grandes fluctuaciones de temperatura, tanto en el día como en la noche. El sistema incluirá una medición del ambiente a la entrada y salida del sistema, esto se realizará en: los bloques de válvulas, la estación de bombeo, las estaciones de reducción de presión, permitiendo al LDS (Leak Detection System) calcular los

efectos de los cambios medioambientales para predecir el comportamiento del fluido y servirá para incrementar la efectividad de la aplicación de detección de fugas.



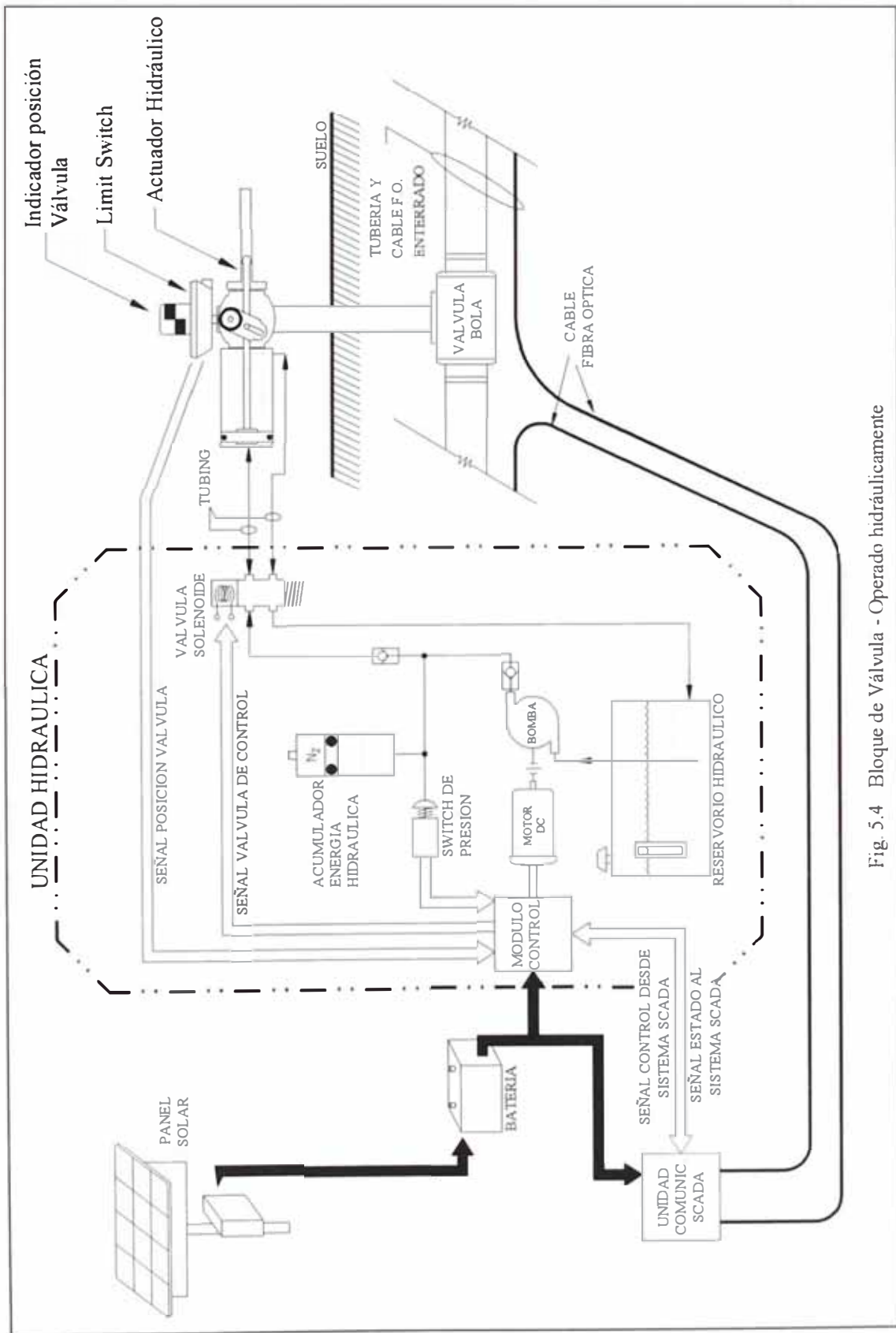


Fig. 5.4 Bloque de Válvula - Operado hidráulicamente

5.9.2 Simulación del software de aplicaciones

5.9.2.1 General

- a) El software debe ser compatible con el año 2000.
- b) El software debe ser disponible en versiones de off y on line, capaces de intercambiar casos de simulación.
- c) El software debe simular con sistemas de gas y líquido.
- d) La simulación debe ser capaz trabajar con pequeñas y grandes cantidades de líquidos en las tuberías.
- e) El software debe trabajar en unidades inglesas y SI, y combinación de ambos. Adicionalmente debe soportar unidades definidas por el usuario, matemáticamente relacionadas a las unidades existentes.
- f) El sistema hidráulico debe ser común para todas las aplicaciones, es decir, el sistema de entrenamiento del operador, análisis predictivo y detección de fugas. Las aplicaciones individuales no deben emplear diferentes algoritmos de simulación hidráulica.

5.9.2.2 Equipamientos y tuberías

El software debe ser capaz de simular componentes estándares de una red de tuberías incluyendo como mínimo bombas, compresores, reguladores, bloques de válvulas, válvulas check, válvulas reductoras de presión, válvulas con actuador controlado e intercambiadores de calor.

Cada tubería debe ser definida individualmente con su diámetro, espesor y sus conexiones a otros elementos en la red de tuberías. Cada segmento de tubería tendrá una elevación asociada.

El usuario tiene la capacidad para especificar la presión máxima y mínima aceptable para cada segmento de tubería a lo largo del recorrido. El software durante una simulación de corrida generara una alarma cuando se viole estos limites.

Se debe simular los siguientes compresores como mínimo:

- a) Compresor con control teórico idealizado;
- b) Compresor centrífugo con control idealizado;
- c) Compresor centrífugo sin control idealizado.

La definición de las bombas será por la mínima y máxima velocidad, además de las curvas de performance del cabezal vs el flujo, y la eficiencia vs el flujo.

Las válvulas seleccionadas serán tipo bloque, check, regulatoria, reductoras de presión y de alivio. La definición de las válvulas será por el valor de su C_v .

5.9.2.3 Simulación del sistema de control

El software será capaz de simular los dispositivos estándares que controlan la red de tuberías, incluyendo como mínimo:

- a) Sensores (flujo acumulativo, flujo masico, flujo volumétrico, densidad / gravedad especifica, presión, temperatura, velocidad);
- b) Relés de selección alto/bajo;
- c) Switches;
- d) Actuadores / posicionadores;
- e) Controladores PID;
- f) La definición de los controladores PID incluirá los parámetros asociados con los dispositivos de campo tales como las constantes de normalización, bias, ganancia, etc.

El software permitirá la simulación e introducción de "ruido" aleatorio en los controles.

El software podrá simular la lógica del RTU/PLC para la operación de arranque, parada de válvulas, bombas, compresores y otros equipos de control.

5.9.2.4 Simulación de los efectos térmicos

- El software tendrá la capacidad de simular los efectos térmicos y transferencia de calor en los dos modos: isotérmico y totalmente térmico.
- En el modo de operación isotérmico el usuario definirá la temperatura a través de la red de tuberías y se mantendrá constante a través de la simulación.
- En el modo de operación totalmente térmico se simulara el flujo de calor radial hacia o desde cuatro capas que cubren el fluido, dimensionando así para cada capa la conductividad térmica y la capacidad de calor.
- El software debe ser capaz de modelar intercambiadores de calor de tuberías.

5.9.2.5 Composición y propiedad de rastreamiento

El software será capaz de hacer el seguimiento de la composición del gas natural y las propiedades de los líquidos a través de la red de tuberías.

5.9.3 Sistema de detección de fugas (LDS)

El objetivo mas importante del sistema de detección de fugas será el alertar al operador del SCADA potenciales fugas a lo largo de las rutas de las tuberías. El operador del sistema SCADA que tenga esta información en la estación de control maestra debe tener la capacidad, vía el sistema SCADA para ejercer control directo sobre los bloques de válvulas de las tuberías para poder aislar las secciones de tuberías en el caso de rotura de tuberías o fugas, y poder parar las bombas y

compresores de la estación de bombeo. Esto será conseguido por el uso del sistema de detección de fugas en tiempo real.

El modelo de detección de fugas debe proveer perfiles completos en tiempo real de la presión, flujo, temperatura y densidad a lo largo de las tuberías.

5.9.3.1 Configuración del hardware

Habrán dos centros de control: el centro de control principal será ubicado en la planta de gas en Las Malvinas, con un centro de respaldo en la planta de fraccionamiento en Pisco. En cada centro de control, todo el software estará instalado en las computadoras dedicadas a tal fin y estarán enlazados a las computadoras del sistema SCADA. Este enlace será vía red Ethernet de alta velocidad utilizando protocolo TCP/IP.

El sistema recibirá datos en forma continua de la base de datos del SCADA. La medida del sistema será rastreado a una frecuencia no mayor de 15 seg. Los resultados de los cálculos de detección de fuga serán regresados a la base de datos del SCADA.

Todas las señales de campo serán llevadas a los gabinetes del sistema SCADA.

5.9.3.2 Configuración del software

El software LDS se ejecutará bajo un sistema operativo multitarea y en tiempo real, la cual será UNIX o Windows/NT™. El software será modular en su estructura y debe incluir los siguientes módulos:

- a) Módulo de recepción de datos;
- b) Módulo pre-procesador de datos;
- c) Módulo de estimación del estado dinámico de tuberías;
- d) Módulo de cálculo de detección de fugas;

- e) Módulo de procesamiento de alarmas;
- f) Módulo de sintonización;
- g) Módulo simulador predictivo.

Estos módulos deben tener la funcionalidad descrita a continuación.

5.9.3.3 Recepción de datos

El módulo receptor de datos recibirá datos del proceso desde el sistema SCADA. Para cada punto de medición, se debe facilitar la siguiente información:

- a) Identificador de tag del SCADA;
- b) Valor (en unidades de ingeniería);
- c) Registro del tiempo;
- d) Indicadores de la calidad del dato (bueno, malo, ingreso manual).

Los datos serán almacenados en un buffer desde la cual podrán ser utilizados por los otros módulos.

5.9.3.4 Pre-procesamiento de datos

El módulo de pre-procesamiento de datos asegura las bases para la función principal del LDS.

El pre-procesamiento debe evaluar y modificar el estado de los datos del proceso recibidos desde el sistema SCADA y suministrar estos datos al módulo de estimación de estados.

5.9.4 Módulo de estimación del estado dinámico de la tubería

5.9.4.1 Módulo de cálculo para detección de fugas

Dos (2) métodos independientes de detección de fugas serán utilizados para analizar los datos del módulo de estimación de estado en tiempo real: el método de análisis de desviación es usado para detectar y ubicar las fugas mas rápidamente

durante las condiciones de flujos elevados, mientras que el método de balance de línea es más adecuado para condiciones de flujos bajos y durante los periodos donde las tuberías están cerradas.

5.9.4.2 Módulo controlador de alarmas

El texto de alarma generado por los módulos de estimación de estado y por el módulo de detección de fugas serán enviados al sistema SCADA. Cada alarma debe tener hasta dos calificadores que usara el sistema SCADA, por ejemplo: para indicar prioridad y clase de alarma.

5.9.4.3 Módulo de sintonización

Es posible el ajuste manual o automático para la estimación de parámetros para relacionar lo mejor posible el proceso real con modelo del proceso, por ejemplo:

- a) Chequeo de datos y simulación de parámetros;
- b) Parámetros de fluidos;
- c) Parámetros de procesamiento de datos;
- d) Escalas de tiempo;
- e) Valores umbrales;
- f) Criterios de eventos y alarmas.

5.9.4.4 Módulo de simulación predictivo

Puede correr de tres maneras: 1.) Automáticamente; 2.) Detrás de las aplicaciones; 3.) Interactivamente por el usuario.

5.9.4.5 Garantía de la performance

Se debe garantizar una performance para el sistema de detección de fugas. Esta garantía debe estar basado sobre los resultados del estudio de sensibilidad de fugas.

Sin embargo, como mínimo el sistema bajo las condiciones de operación de flujo debe detectar las fugas.

5.9.5 Integración con el sistema SCADA

5.9.5.1 Interface del operador

Durante las operaciones normales, todas las interacciones del operador de tuberías con el software de aplicación serán realizados vía el HMI del sistema SCADA. Adicionalmente cualquier cambio en la configuración de los parámetros del sistema será realizado por el ingeniero del sistema SCADA.

5.9.5.2 Registro del sistema

Todas las acciones del operador y el sistema LDS invocadas vía las consolas del operador serán registradas por el sistema SCADA e impresas en la impresora de eventos. Esta impresora también registrara todos los eventos del sistema LDS. Además, la impresora deberá soportar los siguientes tipos de reportes:

- a) Reporte diario (resumen) de la performance del sistema.
- b) Reporte de configuración.

5.9.5.3 Resultados

Los resultados desde el sistema LDS serán ubicados en un buffer después de cada ciclo cálculos. Todas las salidas del LDS serán procesadas por el sistema SCADA como variables normales del proceso.

Las pantallas requeridas por el sistema deben mostrar los siguientes datos como mínimo:

- a) Calculo de flujo, temperatura, presión para toda la red de tuberías;
- b) Pantallas con datos combinados;
- c) Pantallas de alarmas;

- d) Reportes / resúmenes del sistema;
- e) Pantallas de ayuda;
- f) Pantallas de ubicación de fugas.

5.10 Sistema de control de pozos

En las zonas de San Martín y Cashiriari se ubican dos y cinco grupos de pozos respectivamente. Cada grupo de pozos consta de cuatro a cinco pozos de producción y dos a tres pozos de inyección. La cantidad máxima de pozos por cada ubicación es de 10 pozos.

Cada grupo de pozos ocupara un área de aproximadamente 230m de largo por 175m de ancho y habrá una sala de control para controlar al grupo de pozos. El centro de control de pozos estará ubicado en un área segura la cual alojara además al sistema SCADA, los RTU's, equipos de telecomunicaciones y los tableros de distribución eléctrica.

Un rack de tuberías correrá por el centro del grupo de pozos, aproximadamente de 200m de longitud, ésta contendrá las líneas de flujo que conectan los pozos a las líneas de producción principal y reinyección.

Cada pozo estará ubicado desplazado a 90° del rack de tuberías, habrá un total de 5 pozos de producción conectado a la tubería principal de producción a través de un tramo de tubería que contienen válvulas e instrumentos, de igual manera se conectaran los 5 pozos de reinyección. La distancia a cada pozo desde el rack de tuberías será aproximadamente 6 metros.

El panel de control del grupo de pozos estará ubicado en una zona adyacente al cuarto de control. El tablero de mando del grupo de pozos estará diseñado para alojar hasta 10 paneles de control de pozo. El tablero de mando general controlará un

máximo de 10 pozos. Este arreglo permite controlar 10 pozos desde un único tablero de mando.

El sistema de mando de pozo incluirá todo los acumuladores necesarios y los depósitos hidráulicos. El sistema de control de los pozos utilizará energía eléctrica para operar las bombas hidráulicas y comandar las válvulas de los pozos. El sistema utilizará gas del proceso por la instrumentación seleccionada. Durante la puesta en marcha, se usará gas nitrógeno para la instrumentación y será transferido a la línea de inyección de gas hasta que este disponible la planta de gas. El sistema debe capaz de operar durante 24 horas en caso de ausencia de energía eléctrica. Si se excede el tiempo de falta de energía eléctrica, el operador será capaz de realizar la parada de todo el grupo de pozos.

El sistema de control de pozo proporcionará alarmas e información de estado al sistema SCADA. El sistema SCADA será diseñado para el telemando y supervisión de las funciones disponibles del grupo de pozos. Se ubicará un RTU en cada grupo de pozos. El RTU para el control y supervisión no debe interferir con sistema ESD instalado.

5.10.1 Utilidades y condiciones climáticas

5.10.1.1 Condiciones climáticas

Temperatura

Máximo	58o C
--------	-------

Mínimo	5o C
--------	------

Humedad relativa

Máximo	100%
--------	------

Promedio	70%
----------	-----

Plan 100%

Velocidad máxima del viento: 44 m/seg

Velocidad extrema del viento en ráfagas de 3 segundos: 55m/seg

5.10.1.2 Utilidades

La disponibilidad de gas nitrógeno en botellas como fuente para los instrumentos antes de la disponibilidad de gas del proceso.

Gas de proceso de instrumento como poder como requirió para las aplicaciones de tablero de mando.

Energía eléctrica e hidráulica requerida para las aplicaciones del tablero de control de pozos.

Los sistemas hidráulicos serán totalmente autosuficientes.

5.10.2 Datos de diseño

Los tableros de mando de pozos estarán diseñados para un servicio de gas de hidrocarburos. Los pozos individuales pueden cambiar de pozos de producción a pozos de reinyección y viceversa a lo largo del tiempo. El sistema de control de los pozos permitirá una operación automática y manual de las válvulas FWV, MV y SSSV. El sistema también permitirá controlar local y remotamente las operaciones de los pozos. El tablero de mando de los pozos incorporará switches override locales para ignorar operaciones remotas de las válvulas SSSV y MV durante las tareas de mantenimiento.

5.10.3 Filosofía de control de los grupos de pozos

La filosofía de control de los grupos de pozos y control ESD de los pozos para las válvulas es mostrada en las tablas adjuntas. Las funciones del proceso y reacción del sistema de control es definido para las válvulas FWV, MV y SSSV.

5.10.3.1 Funciones ESD de los pozos

La filosofía de control y parada de los pozos son diseñados para proteger cada pozo individual. Si la condición del pozo es bastante seria, el mando reportará al mando del grupo de pozos para tomar la acción adecuada.

Filosofía de parada de los pozos:

FUNCION	FWV	MV	SSSV
Alta presión	Sí	No	No
Baja presión	Sí	Sí	Sí
Fusible de lazo	Sí	Sí	Sí
Válvula seguridad contra fuego	Sí (con retardo de tiempo)	Sí (con retardo de tiempo)	Sí
ESD manual local	Sí	Sí	Sí
ESD remoto	Sí	Sí	Sí
Operación remota	Sí	No	No

5.10.3.2 Función ESD del grupo de pozos

La lógica de protección de los grupos de pozos utiliza similares condiciones para las señales de proceso. La diferencia principal es la inclusión de la protección contra la baja presión y los sobre-flujos en la línea.

Se requiere el uso pulsadores locales de disparo ESD. Habrá un pulsador local de disparo ESD en cada grupo de pozos. Un tercer lugar para la ubicación de pulsadores de disparo ESD será en los paneles de control de pozos. Una cuarta estación de pulsadores será cerca de la puerta de acceso del personal a los grupos de pozos.

Filosofía de parada de los grupos de pozos:

FUNCION	FWV	MV	SSSV
Alta presión	Sí	No	No
Baja presión	Sí	Sí	Sí
Fusible de lazo	Sí	Sí	Sí
ESD manual local	Sí	Sí	Sí
ESD remoto	Sí	Sí	Sí
Exceso de flujo en línea	Sí	No	No

5.10.3.3 Función de parada de los pozos

El personal de operaciones podrá activar el cierre de los pozos local o remotamente. La parada de un pozo es diferente de una parada de emergencia del mismo. Cuando ocurre una parada de un pozo solamente se cierra la válvula FWV de producción o re-inyección, cuando esto ocurre las válvulas MV y SSSV se mantienen abiertas, para esta condición la válvula AV se habrá movido normalmente ya a la posición mínima.

El mando remoto de los pozos es posible desde la sala de mando de la planta de gas. Para esta condición, cada pozo individual debe tener su switch local/remoto en la posición de remoto. Todas las funciones disponibles al operador están remotamente disponibles excepto la opción de reset por falla de los pozos, la cual debe realizarse localmente desde el mando de grupo de pozos.

5.10.3.4 Funciones de parada de grupo de pozos

El personal de operaciones puede parar todos los pozos de un grupo a través de la consola del sistema SCADA. Esta función no puede abrir los pozos que han sido debido a una condición ESD. Una condición de ESD requerirá un reset local para volver a abrir los pozos.

5.10.4 Sistema de control de cabezal de pozo

Tableros de mando de los pozos de producción/re-inyección:

- a) Para una condición de emergencia ESD se requiere una secuencia de cierre de pozo, se cerraran las válvulas MV, SSSV, FWV.
- b) Secuencia de apertura y reapertura después del cierre del pozo.
- c) Secuencia de cierre del pozo.
- d) Cierre de válvulas FWV, MV y SSSV cuando se detecta presión baja en la línea.

- e) El funcionamiento de la válvula de seguridad contra fuego causará un parada ESD y la válvula SSSV cerrará inmediatamente.
- f) Interruptores de bypass para el mantenimiento que facilitara el mantenimiento local y operación del pozo. Todas las funciones de bypass se indicarán en el tablero local y remotamente.
- g) La secuencia de operación se diseñará tal que las válvulas de seguridad se abran en la siguiente secuencia:
 - Válvula SSSV.
 - Válvula maestra (MV).
 - Válvula de producción/re-inyección (FWV).
- h) La secuencia de cierre, de todas las válvulas de seguridad del pozo será en el orden inverso al de apertura.
- i) Se debe proveer un retardo de tiempo adecuado para la apertura y el cierre secuencial del pozo.
- j) El tablero se diseñará para operación de “falla segura”.
- k) El cierre completo del pozo por la actuación de los detectores (condición de fuego).
- l) El cierre de la válvula FWV cuando reciba una señal de mando apropiado del sistema SCADA.
- m) Interface del panel de control de pozos con el sistema SCADA asegurará una disponibilidad de estados, mostrando la operatividad total del sistema de control del grupo de pozos.

Señales hacia o desde el sistema SCADA:

- a) Control y estado de cierre de válvula FWV.

- b) Control y estado de apertura de válvula FWV.
- c) Control y estado de cierre de válvula MV.
- d) Estado de apertura de válvula MV.
- e) Control estado de cierre de válvula SSSV.
- f) Estado de apertura de válvula SSSV.
- g) Válvula de seguridad de fuego.
- h) ESD del pozo y del grupo de pozos.
- i) Cierre del pozo y del grupo de pozos.
- j) Estado de alta y baja presión hidráulica por cada bomba.
- k) Estado y control de la bomba hidráulico.
- l) Pulsadores de emergencia (activación y reset).
- m) Estado de todas las señales con override en caso de mantenimiento.

5.10.5 Datos de diseño

Lo siguiente son las condiciones de diseño para el control de pozos y sistema de seguridad.

DESCRIPCION	ESPECIFICACION
General	
Tipo de sistema de control	Control multipozo y sistema de seguridad
Instalación	Ensamblado
Salida hidráulica	La requerida
Máxima presión de operación	10,000 PSIG
Presión de fuente de gas	150 PSIG
Temperatura	Operativo en rango de temperatura
Clasificación de área	Zona 1
Sección de control individual	
Piloto de presión de gas	150 PSIG
Características especiales	Retardo tiempo-requerido propósito control
Sección de energía	
Gas nitrógeno	Si
Gas de proceso, (re-inyección)	Si

Flujo de gas de proceso	20 CU. IN. 7 MIN.
Bombas hidráulicas (energizado por electricidad)	2 X 100%
Fuente de energía	Redundante
Presión hidráulica principal	7500 psig
Capacidad del reservorio	TBD, GAL.
Capacidad de acumulación	TBD, GAL
Alarmas comunes de parada	
ESD, por grupo de pozos	Si
ESD, por pozo	Si
Salida fusible plug (fuego)	Si
Válvula de seguridad contra fuego, por pozo	Si
Parada de pozo, por pozo	Si
Parada por grupo de pozos	Si
Override de alarma, por alarma	Si
Override de alarma de grupo de pozos	Si
Accesorios	
Material del gabinete	316 SS, 12 gauge
Conexiones de tuberías	Marca Swagelok
Solenoides	EEx d
Switches	EEx d
Cubiertas de instrumentos	IP65

CAPITULO VI SISTEMA SCADA

6.1 Comunicaciones del sistema

6.1.1 Concepto

El proyecto Camisea requiere comunicaciones de voz, vídeo y datos durante las fases de construcción, operación y mantenimiento del gasoducto. Durante la fase de construcción, los enlaces por satélite conectarán aproximadamente quince (15) ubicaciones temporales con la oficina central en Lima. Se utilizará el enlace con cable de fibra óptica como medio principal de transmisión de la red de comunicaciones permanentes.

Algunas de las construcciones temporales para el sistema de comunicación por satélite serán re-asignadas para ser utilizados como respaldo para el sistema de comunicación permanente. Para asegurar la confiabilidad, el enlace satelital debe proveer respaldo al sistema primario.

En todas las instalaciones principales permanentes los componentes principales de las telecomunicaciones serán desplegados en una oficina de campo o lugar estandarizado para pruebas. Esto permitirá la concentración de equipamiento crítico en un solo local para pruebas e integración de partes separadas disponible en otras instalaciones. Para la comunicación temporal serán desplegados los containers protectores de equipos de comunicaciones. Los protectores temporales serán diseñados para ambiente muy rudo, serán no corrosivos, livianos y fáciles de

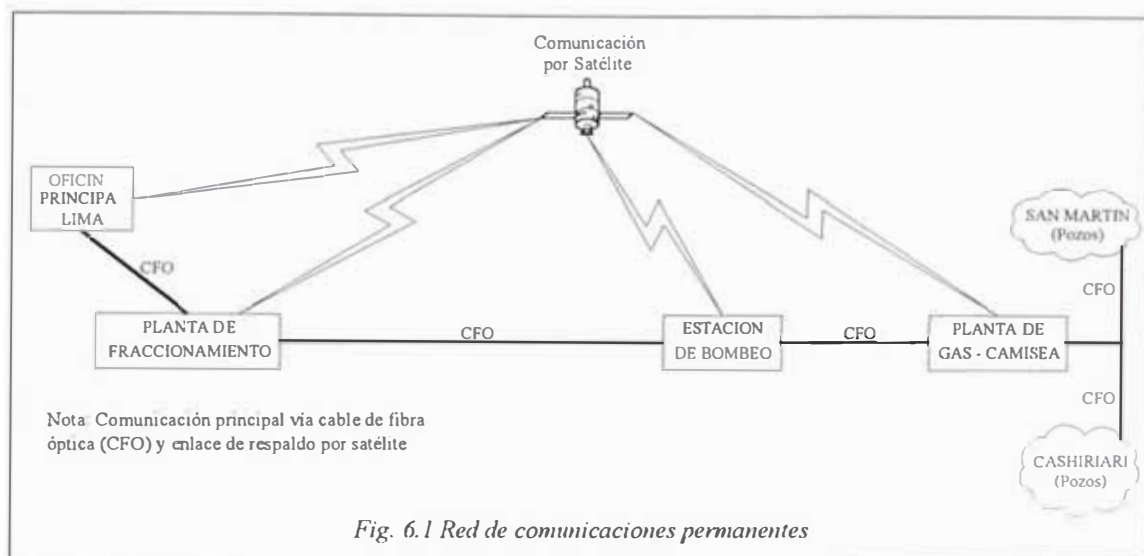
manipular para la movilización durante la construcción del gasoducto y proveer de un tiempo de vida larga a las instalaciones permanentes de respaldo.

6.1.2 Comunicaciones permanentes

Hay un total de tres lugares permanentes en la red de comunicaciones permanentes a lo largo del gasoducto; la planta de gas en Las Malvinas, la estación de bombeo en Chiquintirca y la planta de fraccionamiento en Pampa Clarita. Las comunicaciones permanentes consisten de dos redes separadas de fibra óptica: una red del sistema SCADA y una red de telecomunicaciones. Cada red soportará sus respectivos operaciones y funciones de mantenimiento en las operaciones del gasoducto.

El cable de fibra óptica será de 24 fibras y recorrerá a lo largo de las tuberías desde la planta de fraccionamiento hasta la planta de gas en Las Malvinas. Una red secundaria de fibra conectará los pozos de producción de Cashiriari y San Martín con la planta de gas. El cable de fibra óptica estará agrupado en 4 grupos con su respectiva protección de los cuales 12 fibras serán para el sistema de telecomunicaciones y los 12 restantes para el sistema SCADA.

La comunicación por satélite (SATCOM) será desplegada en la fase de construcción del proyecto y posteriormente será el sistema de comunicaciones de respaldo en la red de comunicaciones permanentes del proyecto.



6.1.2.1 Red de telecomunicaciones

La red de telecomunicaciones conectará las redes de área local (LAN's), comunicación telefónica y comunicación telefónica de emergencia (hotline). También habrá redes autónomas dentro de la red de telecomunicaciones que incluyen sistema de radio móvil terrena, sistema de radio HF (SSB), radios marinos, radios aeronáuticos, sistema meteorológico, teléfono por satélite y sistema de entretenimiento.

La red de fibra recorrerá desde la planta de gas hasta la estación de bombeo utilizando el sistema de operación mínima dispersión (NZ-DSF) operando a 1550 nm y no requerirá regeneradores intermedios. Se utilizará un amplificador óptico en cada punto terminal para vencer la distancia y pérdida de señal en la fibra.

En el recorrido de fibra desde la estación de bombeo hasta la planta de fraccionamiento también se utilizara el mismo principio, pero por ser la distancia mas larga se requerirá un regenerador intermedio.

Un enlace de comunicación será establecido entre la planta de fraccionamiento en Pampa Clarita y la oficina central en Lima. La conectividad desde el gasoducto a

la oficina central en Lima será realizado por fibra óptica que recorrerá junto con el gasoducto que llegará a Lima.

En la planta de gas y la planta de fraccionamiento un switch ruteador controlará la transferencia entre el sistema de comunicación por satélite (respaldo) con la red principal de comunicaciones. Durante la etapa de construcción solamente el sistema de enlace por satélite estará en operación. Cuando se empiece a hacer el comisionamiento la red de enlace cubrirá el tráfico entre la planta de fraccionamiento y la planta de gas. El sistema SATCOM será utilizado para situaciones de emergencia o en el evento de mantenimiento o problemas de corte de comunicaciones.

Requerimientos de comunicaciones a tomarse en cuenta:

- a) IP (Internet Protocol) será el protocolo elegido. Este protocolo será el estándar, el cual integrará voz, vídeo y dato como por ejemplo: información de voz incluirá el tráfico de radio y teléfono (PABX), CCTV, la difusión para transmisión de vídeo y datos cubrirá todas las redes LAN/WAN y comunicación SCADA.
- b) Se proveerá de redundancia alterna para el flujo de datos entre puntos fijos conocidos. La redundancia asegurará una operación a lo largo del área involucrada en el recorrido del gasoducto. Interconexión de PABX a PABX para servicios de voz en la planta de gas, planta de fraccionamiento y la estación de bombeo.
- c) Transparencia en la conexión de servicio de datos de LAN a LAN entre la planta de gas y la planta de fraccionamiento.

a).- Red de Area Local (LAN)

Las redes LAN con los hubs y los servidores serán ubicados en un sitio permanente y vía un ruteador podrán ser conectados todos para formar una red amplia (Wide Area Network - WAN) permitiendo la disponibilidad de acceso a correo electrónico y computadoras personales en todas las oficinas del personal. Estas redes LANs serán conectados a la infraestructura de telecomunicaciones via la red de telecomunicaciones.

Los requerimientos de los equipos de datos serán suministrados en cada container de equipos de comunicaciones. Este equipo proveerá conectividad a la WAN. La red LAN de cada sitio tendrá dos conectores de salidas RJ45, cable UTP para enlazar el frame con el hub (10 base T) de switcheo en el bastidor del LAN.

Un servidor local será instalado en cada sitio temporal. Todas las computadoras personales tendrán disponible todas las aplicaciones estándares y también aplicaciones especializadas cuando se requiera.

Será suministrado un ruteador en el equipamiento de telecomunicaciones de cada lugar, la cual habilitará, vía el servidor local, a cualquier computadora personal para comunicarse con el servidor y otras computadoras personales en la red. En todas computadoras personales deben estar disponibles correo electrónico y vía el edificio central de Lima a internet e intranet.

b).- Sistema telefónico

El PABX (Private Automatic Branch Exchange) tendrá habilitado un plan de numeración coordinado para cualquier llamada interna de un usuario. Todas las llamadas externas a la red del gasoducto desde dentro del Perú o internacionalmente será controlado por la central telefónica del edificio central en Lima.

La central telefónica del edificio principal en Lima controlará el acceso de los usuarios a llamadas de larga distancia. El detalle de cada llamada se registrará para conocer los costos de llamadas internacionales.

El servicio telefónico dará los servicios de voz, fax y módem. La red utilizará una central telefónica ubicada en la oficina de Lima para el trunking. La central de conmutación estará operativa y en servicio antes del inicio de la construcción del gasoducto. Todos los lugares de apoyo para la construcción del gasoducto tendrán centralitas telefónicas (PABX) que serán enlazados a la central telefónica principal en Lima. Durante la fase de construcción los PABXs serán enlazados vía terminales satelitales, pero a medida como progresa el trabajo, los PABXs en sitios permanentes serán conectados al sistema de comunicaciones principal (fibra óptica).

Todos los PABXs serán transparentes a la central telefónica de la oficina de Lima y serán dimensionadas de acuerdo a cada sitio. Todos los PABXs serán configurados para proveer servicios a través de puertos de voz, fax y módem. Todos los PABXs soportarán configuración de trunking.

Cada PABX proveerá comunicaciones telefónicas como sigue:

- a) Configurado para operar con teléfonos análogos/digitales y líneas donde sean requeridas.
- b) Configurado para trunking de teléfonos análogos y digitales donde sean requeridos.
- c) Conectados internamente en todo el sitio requerido.
- d) Entre cada localización.
- e) Dentro del sistema telefónico del edificio central de Lima.
- f) Dentro de la red telefónica pública del Perú.

- g) Dentro de la red telefónica internacional.
- h) Interconexión al sistema de radio paging del sitio requerido (si es aplicable).
- i) Interconexión al sistema PA del sitio requerido (si es aplicable).

El objetivo es para proveer un plan de numeración unificado para las llamadas hacia y desde los PABXs dentro de la red telefónica. Para que los usuarios puedan acceder a la red global solo tendrá que disponer de su número de extensión. Los PABXs proveerán una señal de falla al sistema supervisor.

Todos los PABXs incluirán todos lo necesario para realizar el chequeo de equipos para la operación y mantenimiento a través del personal. Los equipos de pruebas serán usados dentro y fuera de la planta para ubicar fallas e instalación de equipos asociados con los PABX y LAN.

c).- Sistema telefónico permanente (Hotline)

Un sistema de comunicación permanente será instalado y suministrará la comunicación punto a punto, comunicación desde un simple canal telefónico desde las salas de control de la planta de fraccionamiento, planta de gas o estación de bombeo hacia la oficina principal en Lima. El servicio telefónico permanente puede ser un sistema independiente o puede ser parte del sistema telefónico principal, pero si es así, el sistema telefónico permanente será conectado a través del switch telefónico (PABX).

Las opciones de conferencia y marcación de números estarán disponibles de modo que un teléfono disponible las 24 horas del usuario pueda llamar a otro similar de otro usuario o también estar en modo conferencia. Este sistema debe diferenciarse y estar programado separadamente.

d).- Radio móvil terrena

Un sistema de radio móvil analógico intrínsecamente seguro debe proveerse para facilitar las comunicaciones entre radios portátiles personales, móviles, bases y salas de control. El área que abarcaría estaría limitado a un radio alrededor de cada sitio. Donde sea requerido, repetidores de radio y torres serán ubicados para extender el radio de acción del sistema. Adicionalmente para acceder al compaginamiento iniciado por el enlace telefónico.

Los sistemas repetidores VHF proveerán en los sitios permanentes, estación de bombeo y cada campamento de construcción del gasoducto para suministrar entre estaciones de base fijas, usuarios con radios portátiles móviles VHF. Los repetidores tendrán energía y antenas con la altura suficiente para comunicarse con repetidores adyacentes de otros sitios. Las estaciones de base se espera que cubran 60 o más kilómetros. Los repetidores móviles se espera que cubran 40 o más kilómetros y los portátiles se espera que cubran hasta los 10 km.

Adicionalmente a la planta y la red VHF en el campo, repetidores VHF serán estratégicamente posicionados a lo largo de la ruta del gasoducto, suministrando una red VHF de emergencia que cubrirá las operaciones del gasoducto.

Las radios móviles proveerán comunicación entre portables y repetidores. Las radios móviles tendrán frecuencias semi-duplex capaces de enlazarse entre sí, estaciones de base, y radios portátiles. Todos los vehículos de seguridad estarán equipados con radios móviles VHF.

Las radios portales serán capaces de contactarse entre sí, con la base, y con las móviles. Las radios portales serán livianas, de construcción robusta y con certificación de intrínsecamente seguro. Las portales serán equipadas con baterías

para una duración de una hora como mínimo. Las baterías serán recargables y suministradas con equipamiento de recarga.

Los siguientes sistemas de comunicación serán utilizados en las redes de comunicación temporal y permanente:

d.1).- Sistema de radio HF (SSB)

Las tuberías serán construidas a través de terrenos muy difíciles. Para asegurar la máxima disponibilidad de las comunicaciones, adicionalmente al sistema de radio VHF, radios móviles HF (SSB) deberán ser instalados en varios lugares por donde se está construyendo las tuberías, vehículos asociados con el movimiento de materiales, movimiento de personal, seguridad y topografía.

d.2).- Radios con especificación de uso marino

Serán suministrados radios VHF fijos y portátiles (intrínsecamente seguros) para la planta de fraccionamiento y la planta de gas.

Se debe suministrar radios fijos y portátiles que trabajen en la gama de VHF a la sala de control de la planta de gas para la comunicación con los botes proveedores que se encuentran en el río. La sala de control en la planta de fraccionamiento será provista con radioteléfonos marinos VHF para la comunicación con los barcotanques y para asistir al muelle en el malecón.

Los radioteléfonos marinos fijos VHF serán suministrados con la opción de operar en dos rangos de frecuencia, rango de frecuencia de radionavegación internacional 156.8 MHz (canal 16) y los 55 canales en la banda de 156.025 hasta 162.025 MHz más 4 canales privados. Los radioteléfonos en la sala de control de la planta de fraccionamiento serán equipados con equipos VHF que trabajen a 156.525 MHz (canal 70) para llamadas de emergencia por el DCS.

Los radioteléfonos portátiles VHF serán certificados como equipos intrínsecamente seguros.

d.3).- Radios con especificación de uso aeronáutico

Radioteléfonos VHF portales y fijos serán provistas en todos los lugares de construcción a lo largo del gasoducto. Todas las radios portátiles aeronáuticos serán intrínsecamente seguros (IS) para permitir estar al operador cerca a las facilidades a lo largo del gasoducto.

Como los medios principales de transporte a lo largo del gasoducto y alrededor de los campos serán por helicóptero, se proveerán radioteléfonos aeronáuticos VHF fijos y portátiles, estaciones meteorológicas, señalizadores aeronáuticos, monitores de señalizadores, donde sea requerido, en la planta de fraccionamiento, planta de gas y lugares de construcción. Inicialmente, hasta una pista ubicada adyacentemente a la planta de gas. Se proporcionarán medios de comunicaciones aeronáuticos.

Para permitir las comunicaciones de los helicópteros con las salas de control de las plantas de gas y fraccionamiento, cada uno contará con dos radioteléfonos aeronáuticos VHF fijos y dos radioteléfonos aeronáuticos VHF portátiles con cargadores. Los dos equipos fijos VHF serán equipados con canales aeronáuticos VHF internacionales. Los equipos portátiles serán intrínsecamente seguros.

Cada campamento de construcción del gasoducto será equipado con dos radios aeronáuticas portátiles.

d.4).- Teléfono satelital

Estarán a través de toda las áreas cubiertas por los teléfonos portátiles satcom convencionales, los cuales trabajan vía el sistema Inmarsat para proveer comunicación de voz y datos (2400 baudios). También los sitios temporales tendrán

teléfonos por satélite para tenerlo como respaldo durante la ocurrencia de fallas. Los puntos de control estratégico tendrán acceso a los teléfonos por satélite.

Las áreas que lo requieran serán equipadas con teléfonos satcom portátiles, las cuales trabajaran vía el sistema Inmarsat mini-M o Inmarsat B. Estas unidades portátiles serán suministradas al personal que estará trabajando o desplazándose en las áreas no cubiertas por las estaciones convencionales de radio móviles.

e).- Entretenimiento

Un sistema de entretenimiento debe ser instalado en once (11) lugares a lo largo de las tuberías. El sistema de entretenimiento debe proveer facilidades para recibir y distribuir señales de audio y vídeo (programas de radio y televisión), así como la opción de registrar programas para recreación.

La función principal del sistema de entretenimiento será:

- a) Para distribuir canales de programas para áreas recreacionales y recibir señales desde radio receptores comerciales multibanda, radio satélites.
- b) Para distribuir canales de televisión desde los Television Receive-Only (TVRO), Direct Broadcast Satellite (DBS), o canales de televisión local, radio satélites.

f).- EPIRBs y GPS

Por seguridad y para reducir costos de seguros, los ítems más costosos, más riesgosos y vehículos de campo serán rastreados por el satélite que será usado para las comunicaciones durante la etapa de construcción. Estos utilizan receptores para determinar la posición y transmitir la información vía los satélites Inmarsat C.

Para incrementar la seguridad del personal, este personal que es requerido para trabajar o viajar a través de áreas remotas, se les debe proveer con radios de

ubicación de emergencia Emergency Position Indicating Radio Beacons (EPIRBs) las cuales son razonablemente pequeños y pueden ser activadas manualmente.

6.1.2.2 Red de comunicaciones SCADA

Proveerá conectividad al sistema SCADA, sistema de supervisión (DCS), sistema de dirección pública y el sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV).

a).- SCADA

La fibra óptica es el medio principal de comunicación, la cual dispone de dos caminos de señales (A/B) para ofrecer redundancia en la fibra. El sistema enlazará los RTU's con el administrador principal de la red ubicado en la planta de fraccionamiento y un administrador de respaldo en la planta de gas. La sub red de las válvulas de bloqueo proveerán una alta disponibilidad y robustez al sistema. Las interfaces serán simples para controlar y supervisar los bloques de válvulas a lo largo de las tuberías, las cuales están separadas aproximadamente cada 30 Km. Se utilizará una red de fibra óptica para transportar los datos de los pozos hasta la planta de gas.

El sistema SCADA proveerá de unidades terminales remotas (RTU's) de acuerdo a las especificaciones del sistema SCADA. Un estimado de seis señales análogas y doce señales digitales se necesitarán por RTU. El uso de energía será el mínimo posible la cual será solar en las faldas de las montañas y energía suministrada por el gas en las llanuras selváticas a lo largo del gasoducto en las zonas de las válvulas de bloqueo.

El sistema SCADA podrá opcionalmente suministrar una interface para un canal de voz para comunicaciones de mantenimiento y emergencias en cada estación remota de válvulas hasta la planta de gas.

b).- Sistema supervisor de telecomunicaciones (DCS)

Un sistema supervisor de alarmas será suministrado en la planta de gas, estación de bombeo, planta de fraccionamiento y el edificio central en Lima. El sistema DCS será parte integral de la red SCADA.

El sistema supervisor será capaz de interrogar, mostrar y actualizar la información de las funciones de alarmas relacionados a todos los equipos involucrados y que están asociados a la red de tuberías del gasoducto. Las estaciones podrán monitora y mostrar el estado de los indicadores de alarmas remotas. La cancelación del estado de los indicadores de alarmas solo debe aceptarse cuando la falla del equipo apropiado ha sido corregido.

El equipo de supervisión podrá generar alarmas generales combinadas, es decir una conveniente extensión del sistema supervisor principal. Será suministrado un sistema supervisor basado en computadora personal para monitores en las salas de control de la planta de gas y la planta de fraccionamiento. El sistema será compuesto de un chasis que contendrá la unidad supervisora, con capacidad para 100 entradas cableados al pupitre de supervisión.

Cada sistema, donde sea posible, proveerá de contactos secos de alarmas críticas y no críticas las cuales serán cableados al sistema supervisor.

El sistema supervisor registrará e imprimirá los mensajes de alarma en la impresora con la hora, fecha, reconocimiento y reseteo de cada una de ellas. Se suministrara un monitor para mostrar el estado de todas las entradas del sistema. Dos salidas de alarmas deben implementarse para anunciar "falla menor de telecomunicaciones" y "falla mayor de telecomunicaciones" en los paneles de control y supervisión de las salas de control a través de señales auditivas y visuales. El

sistema debe enlazarse a la red LAN, habilitando el acceso remoto a esta desde computadoras personales.

Un sistema de supervisión será suministrado en el chasis de todas las localizaciones temporales. El sistema supervisor será capaz de interrogar y mostrar y actualizar la información sobre todas las funciones de alarma asociadas a los equipos utilizados para la construcción del gasoducto. Las facilidades podrán monitorear y mostrar el estado de las alarmas desde los lugares más remotos. La cancelación de las indicaciones luminosas de alarmas será realizada solamente cuando la falla del equipo apropiado haya sido solucionado. El equipo de supervisión generara una combinación de alarmas generales, es decir será una extensión de sistema de supervisión general.

c).- Direcciones publicas

La dirección publica (PA) será suministrada en la planta de fraccionamiento y en la planta de gas. El acceso al sistema de direcciones publicas será por teléfono y/o a través de las bases. Los requerimientos de las plantas de gas y fraccionamiento definirán los requerimientos de PA.

Las bases de diseño serán de tal manera que el sistema cubra todas las áreas de la planta donde el personal tenga acceso. Los niveles de sonido de los parlantes deben ser ajustados por encima del ruido del medio ambiente en cada zona y agregar la salida requerida hasta conseguir la potencia requerida. En lugares donde los niveles de sonido excedan los 87 dB se deben proveer alarmas visuales. Los parlantes y alarmas visuales serán certificadas para uso en áreas clasificadas como zona 1 para su uso a través de todos los niveles de emergencia.

El sistema de PA transmitirá una señal de alarma general la cual podrá ser un tono intermitente, seguido por un anuncio verbal sobre el sistema PA dando instrucciones de ayuda e información requerido por todo el personal. La alarma general podrá ser iniciado automáticamente sobre la detección de fuego o gas, o manualmente desde los paneles de control del sistema PA en las salas de control de la planta de gas y fraccionamiento.

Cada sistema de PA proveerá una señal de falla al sistema supervisor.

d).- Circuito cerrado de televisión (CCTV)

Interconexión opcional de enlace de CCTV permitirá a los operadores de las salas de control de la planta de gas, planta de fraccionamiento y el personal en las bases de mantenimiento monitorea las imágenes de las cámaras en lugares específicos.

6.1.3 Comunicaciones temporales

Previo al comisionamiento de las instalaciones de comunicación permanente descritos líneas arriba, las comunicaciones temporales ayudaran en la entrega de materiales a la planta de gas, construcción del gasoducto y la planta de fraccionamiento. Donde sea posible los equipos de comunicaciones temporales para la fase de construcción del gasoducto serán utilizados para las operaciones permanentes del gasoducto.

Cuatro (4) lugares; Iquitos, Pucallpa, Atalaya y Nuevo Mundo serán el soporte logístico para la planta de gas ubicado en Las Malvinas. La construcción del gasoducto será soportado desde trece (13) lugares; Ayacucho, Pisco (puerto de San Martín) y once (11) lugares a lo largo del gasoducto.

6.1.3.1 Comunicaciones por satélite (SATCOM)

El sistema de comunicación por satélite (arquitectura TDMA) proveerá el enlace primario de voz, dato y sistema supervisor durante la etapa de construcción. Terminales de comunicación por satélite serán instalados en el edificio central en Lima y en todas las ubicaciones temporales a lo largo del gasoducto. Estas ubicaciones serán nodos temporales de la red localizados conjuntamente con las centrales telefónicas de voz y datos (PABXs), sistemas de radio y redes de área local, asociados con los equipamientos del gasoducto.

El sistema de comunicaciones por satélite habilitará la comunicación de un lugar a cualquier otra ubicación que tenga instalado un terminal de comunicaciones por satélite en la red. El sistema de enlace por satélite será del tipo que minimice los requerimiento de espacio. Las señales de falla del sistema de comunicación por satélite serán monitoreados desde el sistema supervisor.

El sistema satcom será para ser montado en chasis y de diseño modular de modo que, donde se requiera, ellos pueden ser fácilmente transferidos a las instalaciones permanentes de soporte para los equipos de comunicación por satélite.

Durante la mayor parte de la etapa de construcción solamente las comunicaciones por satélite estarán en operación, pero tan pronto sea puesto en operación el sistema de comunicación por fibra óptica, entonces las comunicaciones se realizaran por este medio.

Un sistema de comunicaciones satelital (TDMA) proveerá el respaldo para la red principal de fibra óptica, suministrando una ruta alternativa para las operaciones del sistema de voz y datos del gasoducto. Los terminales de comunicación por satélite serán suministrados en la planta de fraccionamiento, planta de gas y en la

estación de bombeo. Estas ubicaciones serán nodos permanentes de la red co-ubicados con los swiches telefónicos (PABXs), y las redes de área local (LAN).

El sistema de comunicación por satélite proveerá colectividad tearminal-a-terminal, sin hubs, totalmente integrado. Se utilizarán modems para comunicación con el satélite utilizando tecnología de compresión de voz, el usuario definirá el ancho de banda de datos y hasta un nivel de velocidad de 512 kbps, minimizando el requerimiento de ancho de banda del satélite. Para la estación principal se suministrara un terminal de 4.6 metros y 40 watt de banda C redundante. Las estaciones remotas usaran terminales de 2.4 metros y 20 watt con banda C.

6.1.4 Tableros de equipamiento de comunicaciones

La filosofía para las comunicaciones es la construcción de tableros de protección de equipos, las cuales serán entregadas en varias ubicaciones, lo más cercano posible a los campamentos del programa de construcción.

El concepto de diseño es que cada tablero sea autosuficiente y simple para facilitar el comisionamiento, de modo que las comunicaciones de voz, fax, correo electrónico y datos entre el edificio central de Lima y las localizaciones remotas en los campamentos de construcción este disponible las 24 horas del día. El objetivo es tener las facilidades de comunicaciones autosuficientes y confiables con los sitios remotos que están ubicados en sitios hostiles. En consecuencia los gabinetes donde se alojaran los equipos de comunicaciones sean extremadamente robustos, resistentes a la corrosión y livianos para poder ser manipulados y transportados en camiones fácilmente.

La configuración puede variar para acomodar los equipos especificados (ejemplo: facilidades temporales o permanentes), pero en general deben contener lo siguientes sistemas:

- a) Centrales privadas automatizadas de conmutación (PABX)
- b) Equipamiento de comunicación por satélite (SATCOM)
- c) LAN hub/router/switch
- d) Sistema supervisor

Los paneles de equipos de telecomunicaciones serán suministrados con los siguientes requerimientos:

- a) Construcción robusta con equipamiento protegido para soportar los rigores de la jornada.
- b) Sistema externo de HVAC
- c) Sistema UPS con respaldo de batería
- d) Distribución de iluminación
- e) Vías de cable para acomodar al máximo el diseño externo de los servicios
- f) Alta seguridad
- g) Aterramiento
- h) Protección contra descargas atmosféricas.

Aunque cada container de equipo de telecomunicaciones tenga respaldo de baterías, las facilidades del campamento serán utilizadas para generar la energía principal. Debido a que los containers serán aislados del medio ambiente para protegerlos; los enlaces de voz y datos hacia el campamento y las facilidades permanentes serán realizados vía conectores enchufables externos.

Los gabinetes que contienen los equipos de comunicaciones que estarán ubicados en los campamentos para la construcción del gasoducto estarán preparados para ser transportados por camiones de modo que puedan ser fácilmente transportados cuando se reubiquen los campamentos en la etapa de construcción.

6.1.4.1 Energía / generador

En las ubicaciones donde no se tenga disponibilidad de energía, se instalará un generador diesel con su tanque de combustible de por lo menos 55 galones.

6.1.4.2 UPS y tableros de distribución

El sistema de protección con UPS será dimensionado para mantener energizado los sistemas críticos por dos horas. Los sistemas críticos son los siguientes:

- a) Sistema de comunicación por satélite
- b) Sistema telefónico
- c) LAN
- d) Sistema de medición meteorológico
- e) Iluminación de protección (interno y externo)
- f) Equipamientos del sistema HVAC

El UPS tendrá dos entradas de alimentación, uno que viene del generador diesel y otro desde el panel de distribución para emergencias. El UPS alimentará dos paneles de distribución, uno de ellos alimentará sistemas críticos y el segundo otras utilidades. En el evento de pérdida de alimentación de energía, es decir cuando el UPS esta siendo alimentado desde las baterías, solamente los sistemas criticos serán alimentados por el UPS. Todas las baterías serán totalmente selladas, libres de mantenimiento, libres de hidrogeno.

El sistema UPS proveerá señales de falla al sistema supervisor.

6.1.4.3 HVAC

La protección externa del sistema HVAC será diseñado para mantener en buenas condiciones los equipos de comunicaciones y operar en un amplio espectro de climas: desde clima tropical (amazonia) hasta climas serranos (andes). El sistema HVAC será alimentado desde el sistema UPS de la cabina protectora y normalmente la temperatura estará por debajo de 20°C. El ventilador del sistema HVAC funcionara alimentándose desde el UPS cuando la cabina protectora no pueda hacerlo.

Cuando los equipamientos de comunicaciones se instalen en las construcciones permanentes, aire acondicionado y calefacción será suministrado desde el sistema principal HVAC. Las señales de falla del sistema HVAC serán monitoreados desde el sistema de supervisión.

6.1.5 Sistema de comunicaciones de emergencia por radio VHF

Adicionalmente a las redes de comunicaciones temporales y permanentes, será instalado un sistema de emergencia de comunicaciones por radio. Será puesto en operación antes del inicio de la fase de construcción y funcionara durante toda la vida del proyecto.

Esta red de radio será una red VHF y utilizará las mismas instalaciones del sistema de telecomunicaciones.

El sistema de radio VHF cubrirá las necesidades de emergencia a lo largo de todo el gasoducto. Para cubrir esta necesidad todo el tramo será dividido en tres áreas a ser cubiertos por la red de radio (costa, montaña y selva). A cada área regional le será asignado un canal de frecuencia de radio de emergencia VHF, el cual será monitoreado las 24 horas del día. Dentro de cada área de cobertura radial, se

ubicarán estratégicamente repetidores alimentados con energía solar, para cubrir las necesidades regionales. En el evento de una emergencia, la estación de radio VHF se comunicará a través de un repetidor local al operador. Se podrá realizar la comunicación entre operadores de cada región durante las etapas de construcción y operación.

6.2 Sistema SCADA

El sistema SCADA permitirá a los sistemas de control recolectar datos y enviar comandos a los sistemas de control de la planta de gas, estación de bombeo, la planta de fraccionamiento, y a todos los sistemas de control de la red de tuberías. Toda la información y comandos estarán centralizados en las salas de control de las diferentes localizaciones.

El sistema SCADA hará innecesario permanecer a los operadores asignados a las áreas remotas, tales como: los grupos de pozos, estaciones de bombeo quedarse en condiciones normales de operación. El sistema SCADA permitirá a los operadores en la sala de control principal hacer cambios de variables en controladores que están distantes de la planta, para abrir o cerrar válvulas, detener compresores y bombas, si es necesario para monitorear alarmas y para recolectar información de las mediciones.

En vista de las longitudes de las tuberías, y las áreas a través de las que ellos recorren, es apreciable los beneficios en términos de costo reducido por las visitas rutinarias. El valor de estos beneficios aumentará para los sitios más remotos y donde se exige un esfuerzo extra, ejemplo: donde se requiere el acceso con helicóptero.

La tecnología del SCADA se aplicará a todos los procesos del proyecto. Esto incluirá los pozos, el control y monitoreo de la red de tuberías, las estaciones de

compresión y bombeo, el almacenamiento y carga de productos. Los mandos más complejos serán realizados por sistemas de control distribuido de la planta de gas y la planta de fraccionamiento. Estos sistemas de control distribuido estarán unidos al sistema SCADA para proporcionarle la información de la operación y producción. Las señales típicas recogidos de las estaciones remotas incluyen alarmas, indicaciones de estado, valores análogos y valores de mediciones totalizadas. El SCADA es esencial para el funcionamiento satisfactorio del sistema de transmisión de productos a través de la red de tuberías. Será basado por consiguiente en múltiples procesadores, enlazados de modo que ninguna falla en cualquiera de las estaciones pueda afectar a todo el sistema SCADA. Por lo tanto se requiere un alto nivel de confiabilidad en la operación del sistema.

En las salas de control del sistema SCADA, los operadores estarán al frente de estaciones de trabajo con múltiples pantallas. Estos operadores se ubicarán en la sala de control principal de la planta de gas. Una sala de control de respaldo del sistema SCADA estará ubicado en la planta de fraccionamiento. En condiciones normales de operación, los operadores del cuarto de mando principal estarán al mando de las operaciones y control de la red de tuberías y los lugares remotos asociados. La sala de control de respaldo estará supervisando el proceso SCADA. En el caso de evacuación o falla total en la sala de control principal en Camisea, la sala de control de respaldo asumirá el mando del sistema. El sistema SCADA también hará que se disponga de la información para la supervisión en las oficinas principales, mas no ejercerán control sobre el mismo.

El operador podrá acceder al sistema de SCADA por medio de los dispositivos de interface de operador. Cada estación de trabajo del operador incluye varias

pantallas visuales, por ejemplo, éstos pueden incluir una pantalla mímica del proceso, una lista de la alarma y una lista de tendencias.

Se prevee que con dos estaciones de trabajo principales, es suficiente para la operación, aunque se necesita solo una estación durante los periodo de funcionamiento normal y cuando no se esta realizando trabajos de mantenimiento. Con tres pantallas en cada estación de trabajo se consigue una buena redundancia de operación del sistema. Se recomienda que un mínimo de dos operadores debe estar en todo momento en la sala de control y pueda estar disponible ante eventos inesperados. Durante el arranque y parada de las operaciones en la red de tuberías y los periodos de mantenimiento se requerirán dos operadores en las estaciones de trabajo con personal de supervisión disponible.

Además de las estaciones de trabajo principales de los operadores, se requiere una estación de ingeniería para dar mantenimiento al sistema SCADA sin interferir con las operadores de la red de tuberías. Esto puede ser utilizado como un simulador fuera de línea para el entrenamiento de los operadores, antes de que los operadores tomen mando real sobre las operaciones reales sobre las tuberías y plantas, y también para planificar las acciones a tomar en caso de emergencias u otros eventos imprevistos. También será posible en esta estación el análisis de la información histórica después de ocurrido estos eventos sin interferir con las tareas de supervisión y control actuales.

Las computadoras del SCADA supervisarán y registraran datos de campo, y se levantarán alarmas si cualquier lectura de las estaciones remotas excede los límites definidos, algunas condiciones de la alarma pueden hacer necesario la parada automática de la planta o de los equipos, si no actuó suficientemente rápido el

operador. Generalmente esto será efectuado por sistemas de parada locales que operan independientemente del sistema de SCADA. Estos todavía operarán en caso de la pérdida del sistema de SCADA o sus comunicaciones asociadas.

Los unidades terminales remotas (RTU) ubicados en los lugares remotos enviarán y recibirán datos a las computadoras principales del sistema SCADA, todo esto gracias a una red de comunicaciones entre estos equipos. Habrá dos medios de comunicación, el sistema primario es una línea dual de fibra óptica enterrado. Esto permitirá llevar todo el tráfico de datos en forma de comunicación bidireccional a todas las estaciones de control del sistema SCADA. El sistema secundario apoyará al sistema SCADA en el evento improbable de falla de los dos cables de fibra óptica, este sistema secundario esta sincronizado con la comunicación por satélite que entrara en operación automáticamente en caso de falla de la fibra óptica.

Para reducir la cantidad de tráfico de datos en la red de comunicaciones se transmitirán sólo valores que han cambiado en cada barrido, no todos los valores. Los valores actuales de las señales se transmitirán a una frecuencia baja para asegurar la integridad del mismo. Los datos tendrán asociado la fecha y hora para su análisis posterior con precisión.

El sistema SCADA tendrá dispositivos auxiliares como impresoras y memorias de respaldo. Esto permitirá guardar los datos para el análisis subsecuente y los variados informes requeridos por los supervisores de operación y mantenimiento.

Las aplicaciones adicionales del sistema SCADA serán el enviar datos de producción y contabilización a otros sistemas de manejo de información. Esta información, se transmitirá vía los enlaces de las telecomunicaciones a otras áreas

que lo necesiten. Si esta información es requerida por el sistema de control distribuido, la comunicación se establecerá por vía de la red LAN.

Se empleará un sistema de detección de fugas para monitorear la integridad de toda la red de tuberías. El sistema de detección de fugas recibirá en tiempo real del sistema SCADA las mediciones realizadas en las tuberías y los cálculos procesados. Todos los resultados se mostraran en las pantallas del SCADA, y el operador podrá tomar la acción correctiva si se requiere. Generalmente las alarmas del sistema de detección de fugas no realizaran automáticamente las paradas o disparos, esto quedará a criterio del operador que puede analizar la situación o cambiar las condiciones de operación sin parar completamente el proceso. Sin embargo, en el caso de una rotura de tuberías grave, el sistema detendrá el proceso automáticamente los compresores y bombas, además cerrara los bloques de válvulas para aislar los sectores de tuberías con problemas.

Adicionalmente al SCADA, a cada estación de trabajo del operador se proporcionarán facilidades de comunicación de voz, fax y correo electrónico. Esto les permitirá a los operadores comunicarse directamente con campamentos de mantenimiento, vehículos y sitios de despacho. En las estaciones de despacho se emitirán automáticamente tickets impresos con resúmenes para las autoridades fiscalizadoras y para el manejo de inventarios.

En las máquinas grandes, como los compresores y bombas, se monitorearan las condiciones de sus accionamientos, las alarmas e indicaciones de estado y si se inicia una parada automática, esta se enviara a través del sistema SCADA. También la información histórica de estas maquinas estará disponible para su análisis por especialistas en maquinas para predecir su próximo mantenimiento.

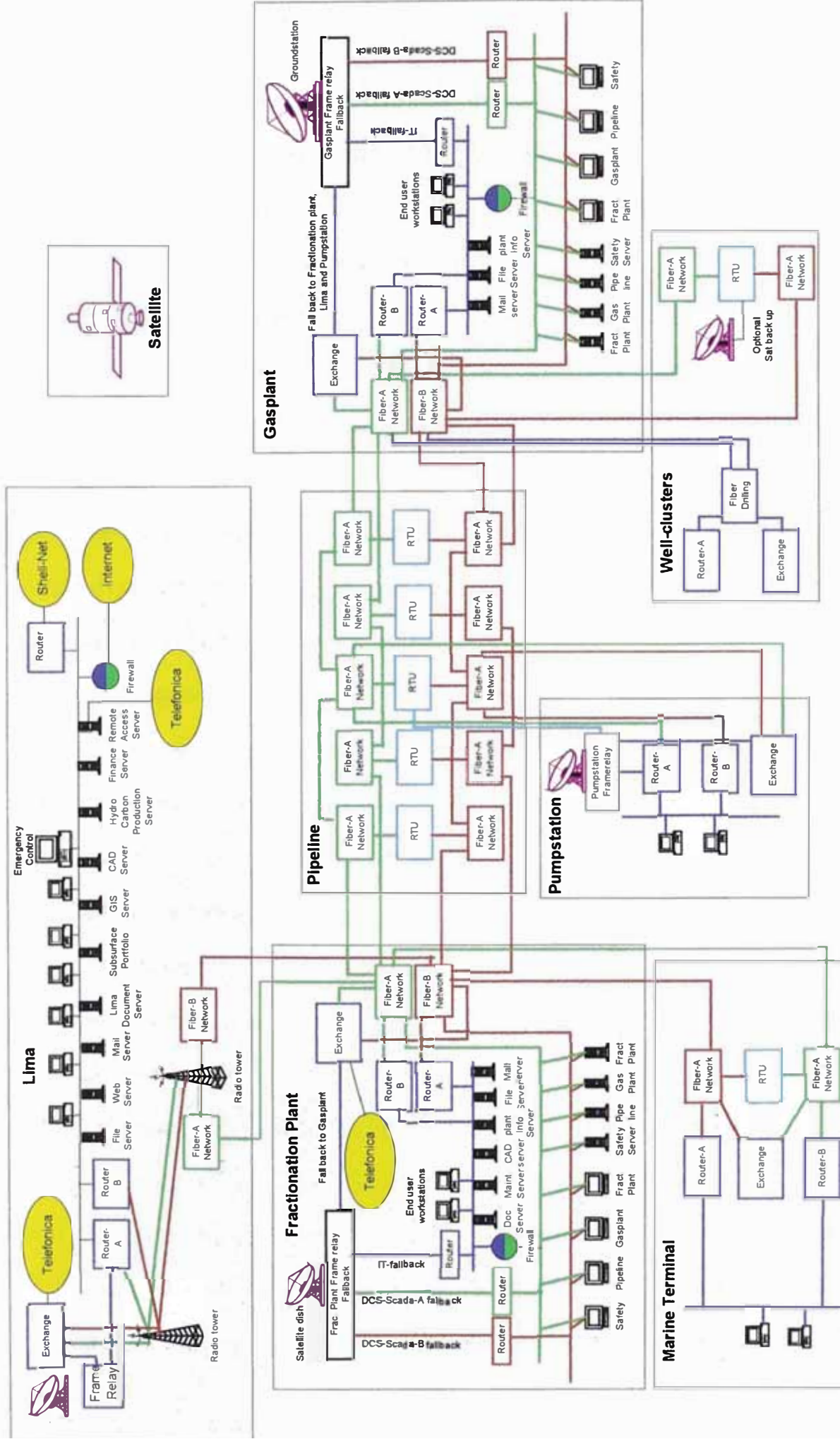


Fig. 6.2 Tecnología de la información al final del proyecto (aplicaciones, telecomunicaciones, DCS y SCADA)

En la figura 6.2 (página 159) tenemos un esquema general de cómo quedaría finalmente el sistema de comunicaciones del proyecto Camisea.

6.2.1 Objetivos del sistema

Los objetivos operacionales del proyecto son:

- a) Asegurar altos estándares de salud, seguridad y protección al medio ambiente;
- b) Asegurar una producción balanceada y la entrega de hidrocarburos a los puntos de transferencia de custodia en calidad y cantidad de acuerdo al plan contractual fijado;
- c) Operación de todas las instalaciones del proyecto de una manera efectiva;
- d) Salvaguardar la integridad técnica de los pozos, de las instalaciones, de las plantas y de la red de tuberías.

6.2.2 Descripción del sistema

El proyecto propone instalar un sistema SCADA, para ayudar con al producción, transporte y entrega del gas y los líquidos a los usuarios. Ella proveerá la herramienta principal para la operación del proceso.

Las computadoras principales del sistema SCADA serán instalados en las siguientes ubicaciones:

- a) En el centro de control principal (MCC) en las instalaciones de la planta de procesamiento de Camisea;
- b) En la estación de bombeo y en las estaciones principales de válvulas;
- c) En el centro de control de la costa (CCC) que es el respaldo del MCC;
- d) Facilidades del monitoreo en las oficinas principal de Lima.

Los equipamientos para: la producción de los pozos, el separador para las pruebas, la separación del gas, el tratamiento de la producción y fraccionamiento

serán controlados y monitoreados desde el sistema SCADA ubicados dentro de las instalaciones de Camisea. Otras instalaciones de soporte para las funciones de control y monitoreo también serán controlados y monitoreados desde el MCC Camisea.

Transferencia de productos en la tubería, monitoreo de las condiciones de las tuberías (es decir, flujo, presión, temperatura, fuga) y los compresores asociados, estaciones de bloques de válvulas y bombeo, serán controlados y monitoreados desde el sistema de respaldo del sistema SCADA ubicado en Lima. El centro de control de respaldo (CCC) estará ubicado en las instalaciones de la costa cerca de las instalaciones de despacho marítimo.

La oficina principal de Lima tendrá un sistema de archivamiento y monitoreo de datos, donde la información de solo observación tales como estados de reservorios, flujo de productos actual estarán disponibles para cualquier personal con código de autorización. No habrá capacidad de control disponible en esta ubicación. La información de “solo observación” estará disponible para los usuarios calificados en la oficina principal a través de computadoras con un código de acceso de autorización.

Un mínimo de tres estaciones de trabajo del operador serán instalados en las estaciones de control principal y de respaldo. Desde allí los operadores podrán controlar y supervisar los requerimientos de producción y también podrán acceder e intercambiar datos con otras aplicaciones.

Estos datos e información serán disponibles para el operador y los usuarios del sistema, estos incluyen:

- a) Interfaces con las plantas de fraccionamiento, el proceso, estaciones de control y sistemas de seguridad;
- b) Interfaces con los sistemas de telecomunicaciones de los proyectos;
- c) Interfaces con el sistema de mediciones en las tuberías;
- d) Interfaces con el sistema de fugas y derrames de la red de tuberías.

Para asegurar que no haya pérdida del servicio de transferencia de datos entre las salas de control, habrá los equipos de transferencia automática a las computadoras de respaldo. Los equipamientos de telecomunicaciones serán redundantes en el evento de una falla grave.

El SCADA consiste de lo siguiente:

Facilidades del sistema SCADA:

- a) Reloj maestro sincronizado desde las telecomunicaciones;
- b) Control y supervisión;
- c) Adquisición de datos en tiempo real y soporte de base de datos;
- d) Funciones de manejo de alarmas, incluyendo priorización de alarmas;
- e) Facilidades de tendencias históricas;
- f) Generación de reportes;
- g) Comunicaciones tolerantes a las fallas;
- h) Facilidades de mediciones y flujos;
- i) Sistema de detección de fugas o derrames;
- j) Planta de producción y pozos;
- k) Sistemas ESD.

Características de diseño del sistema SCADA:

- a) Tiempo de actualización periódico de todo el sistema;

- b) Estaciones de interface del operador con pantallas de alta resolución de 21” (mínimo), computadoras personales y teclados;
- c) Estaciones de trabajo para mantenimiento/ingeniería remotos;
- d) LAN's;
- e) Bridges y routers de redes;
- f) Módulos de comunicaciones locales y remotos;
- g) Servidores de terminales e impresoras;
- h) Unidades terminales remotas y locales;
- i) Cubiculos de equipos;
- j) Servidores de base de datos;
- k) HUB's activos y pasivos;
- l) Archivo en discos;
- m) Sistema de cableado.

6.2.3 Requerimientos funcionales del sistema

El SCADA proveerá funciones de monitoreo y control supervisorio del proceso. El sistema SCADA proveerá la interface hombre-máquina y las interfaces entre muchos sistemas de control de procesos y sistemas de soportes.

El sistema SCADA realizara el control supervisorio de:

- a) La producción de los pozos;
- b) Mediciones de la producción;
- c) Regular la cantidad de gas re-inyectado;
- d) Regular la presión de separación;
- e) Regular la producción de NGL, capacidad de almacenamiento y transferencia de productos a través de la red de tuberías;

- f) Coordinación de la compresión de gas para transferencia a la planta de energía, cantidad de inyección al reservorio y entrega de gas en las instalaciones de la costa;
- g) Medición del flujo, presión, temperatura y densidad para las tuberías de gas y líquidos y la estación de propulsión para la operación óptima;
- h) La tubería de líquidos a la llegada a la costa para el control con presión controlada;
- i) Inventarios del proceso de fraccionamiento y almacenamiento de NGL. Coordinación de inventarios con el marketing planeado para la transferencia de custodia en las estaciones de despacho marítimo y terrestre;
- j) Datos de los puntos de transferencia de custodia para la contabilización;
- k) Monitoreo de la detección de fugas en las tuberías trasandinas;
- l) Monitorear las actividades de limpieza de tuberías;
- m) Control y monitoreo del estado de los bloques de válvulas en las tuberías trasandinas;
- n) La operación de las instalaciones de despacho terrestre y marítimo.
- o) Sistemas de parada de emergencia (ESD);
- p) Sistemas de protección y detección de fuego y gas;
- q) Monitoreo y control de los paneles de distribución de energía;
- r) Monitoreo y control de las estaciones de bombeo y compresión;
- s) Monitoreo y control de las válvulas;
- t) Monitoreo y control del mando de los compresores;
- u) Monitoreo y control del mando de los generadores;
- v) Monitoreo y control del mando de las bombas;

w) Monitoreo de la detección de fugas en las tuberías.

Ejemplos de sistemas auxiliares:

- a) Sistema CCTV;
- b) Sistema de monitoreo de detección de fugas;
- c) Sistema de manejo del mantenimiento;
- d) Skids de medición;
- e) Sistema de monitoreo de los pozos y reservorios;
- f) Sistema de seguridad;

El SCADA recolectara toda la información disponible de los DCS's, PLC's y los RTU's.

6.2.4 Performance del sistema

El sistema SCADA proveerá como mínimo el siguiente performance:

- a) Los reportes de alarmas desde el sensor hasta las pantallas del operador en Camisea o Lima será actualizado en un (1) segundo;
- b) Las pantallas se mostraran completamente al operador con sus datos y parámetros dentro de dos (2) segundos después de haberlo solicitado;
- c) Los puntos dentro de las pantallas en cualquier estación de trabajo serán actualizados cada dos (2) segundos;
- d) Los operadores de control podrán imprimir cualquier pantalla desde su impresora local;
- e) Cada operador, personal de mantenimiento, programador tendrá un código de autorización único para realizar sus tareas requeridas;
- f) Solamente el personal de operaciones o supervisores pueden autorizar el diagnostico y mantenimiento local o remotamente del sistema;

- g) La transmisión de datos desde las oficinas principales a los sitios remotos tendrán protección de encriptación y los códigos de acceso para el personal de Camisea serán periódicamente cambiados.
- h) Cuando se haya puesto en operación todos los sistemas, todos los procesadores de los servidores, RTU y estaciones de trabajo estarán a menos del 50% de su capacidad de trabajo.
- i) Cuando se haya puesto en operación todos los sistemas, los discos de almacenamiento de información tendrán menos del 50% de su capacidad utilizado.

6.2.5 Configuración del sistema

El sistema SCADA consiste del siguiente hardware:

- Centro de control principal (MCC) en la planta de gas en Camisea:
 - a) Tres estaciones de trabajo para el operador;
 - b) Dos computadoras redundantes para operación e interface;
 - c) Una computadora de aplicaciones;
 - d) Cuatro impresoras para: 1 – registro automático de alarmas, 2 – impresión de pantallas mímicas, 3 – reporte de datos operacionales, 4 – reportes de aplicaciones;
 - e) Una red de área local (LAN) redundante;
 - f) Un servidor de SCADA redundante;
 - g) Una estación de trabajo de ingeniería;
 - h) Una estación de trabajo de mantenimiento;
 - i) Dos terminales servidores;
 - j) Seis routers y bridges necesarios;

- k) Cuatro módulos de comunicación.
 - Respaldo en el centro de control de la costa (CCC), en la planta de fraccionamiento:
 - a) Tres estaciones de trabajo del operador;
 - b) Dos computadoras redundantes para las operaciones e interfaces;
 - c) Una computadora de aplicaciones;
 - d) Cuatro impresoras para: 1 – registro de alarmas automático, 2 – reporte de datos operacionales, 3 – impresión de pantallas, 4 – reportes de aplicaciones;
 - e) Una red de área local (LAN) redundante;
 - f) Un servidor redundante SCADA;
 - g) Una estación de trabajo de ingeniería;
 - h) Una estación de mantenimiento;
 - i) Dos servidores terminales;
 - j) Seis Bridges, routers;
 - k) Cuatro módulos de comunicación.
 - Solo monitoreo del sistema SCADA desde las oficinas principales de Lima:
 - a) Una estación de trabajo del operador;
 - b) Una computadora de aplicaciones;
 - c) Cuatro impresoras para: 1 – registro de alarmas automático, 2 – reporte de datos operacionales, 3 – impresión de pantallas, 4 – reportes de aplicaciones;
 - d) Una red de área local (LAN) redundante
 - e) Un servidor redundante SCADA;
 - f) Dos bridges, routers;
 - g) Dos módulos de comunicación.

- Unidad terminal remota (RTU):
 - a) Un RTU redundante en los pozos de producción;
 - b) Un RTU redundante en los pozos de reinyección;
 - c) Un RTU redundante para los procesos de separación, almacenamiento y para las bombas y compresores;
 - d) Ocho RTU's redundantes en las estaciones de bloques de válvulas;
 - e) Un RTU redundante en la estación de bombeo (KP-290), para bombas, compresores, lanzador y receptor de limpiadores de tuberías;
 - f) Un RTU redundante en las estaciones de bloques de válvulas entre las estaciones de impulso;
 - g) Un RTU redundante en la estación de propulsión (KP-350) para bombas, compresoras, lanzador y receptor de limpiadores de tuberías;
 - h) Siete RTU's redundante en los bloques de válvulas de las instalaciones de la costa;
 - i) Un RTU redundante en las instalaciones de la costa para el procesamiento de productos y el fraccionamiento;
 - j) Un RTU redundante en la estación marina y terrestre de despacho y almacenamiento y transferencia de custodia;
 - k) Tres RTU's redundante en el gasoducto at gas pipeline to power plant block valves;
 - l) Un RTU redundante en la planta de energía;
 - m) Diez RTU's redundante en las ubicaciones de instalaciones hidráulicas críticas;
 - n) Un RTU en las oficinas principales de Lima para monitorear operaciones seleccionadas

o) Cuarenta RTU's redundantes en total.

6.2.6 Software del sistema

El software será amigable al operador con pantallas interactivas y el mantenimiento será realizado por personal no especializado en software, incluye:

- a) Software operativo;
- b) Software del SCADA;
- c) Software de comunicación;

Aplicaciones del software, incluyen:

- a) Simulación de operación de las tuberías del gasoducto;
- b) Optimización de almacenamiento y despacho;
- c) Detección de fugas en las tuberías;
- d) Medición de flujos;
- e) Transferencia de custodia;
- f) Seguimiento de limpieza de tuberías;
- g) Falla de datos;
- h) Comandos de control, incluyendo ESD;
- i) Cambio de estados.

6.2.7 Interface hombre-máquina (MMI) y aplicaciones

- a) Interface del operador;
- b) Manejo de pantallas mímicas;
- c) Anuncio de alarmas / registro de alarmas;
- d) Generación de reportes;
- e) Previsión de carga de gas;
- f) Previsión de carga de líquidos;

- g) Editor de formatos;
- h) Mantenimiento del sistema;
- i) Manejo de datos históricos;
- j) Estados de interfaces de redes.

6.2.8 Unidad terminal remota (RTU)

El sistema SCADA se encargará de reunir los datos de los dispositivos de campo y paneles de control remotos. Las interfaces con los dispositivos de campo serán a través de E/S digitales y analógicas o interfaces seriales, aunque la comunicación con los paneles de control será por vía de enlaces seriales principalmente. La información contenida dentro de los RTU's será reportado al SCADA vía enlace serial principal o de respaldo. Los enlaces principal y el de respaldo tendrán acceso a la red digital de servicios integrados (ISDN) a través de un multiplexor. Los datos serán enviados al centro de control principal en la costa.

6.2.9 Fuente de poder ininterrumpida (UPS)

Se instalará un UPS en cada sitio importante y remoto (incluyendo las estaciones de bloques de válvulas). El UPS típico debe incluir baterías selladas, cargador rectificador, inversor, switch de transferencia estático, panel de distribución de carga y controles electrónicos con canal serial de interface de datos con el sistema SCADA. El UPS debe tener los siguientes requerimientos como mínimo:

- a) Instrumentación adecuada incluyendo amplificadores de entrada y salida, voltaje, frecuencia;
- b) Control de carga;
- c) Aislamiento de los transitorios eléctricos;
- d) Cargador de batería con temporizador de ecualizador;

- e) Limitadores de corriente;
- f) Inversores;
- g) Transformadores de aislamiento;
- h) Acondicionadores de línea;
- i) Switch de transferencia a línea de bypass;
- j) Adecuada discriminación eléctrica;
- k) Panel de distribución con fusibles.

El voltaje de entrada será de 440 VAC, 3 fases, 60 Hz, 220 VAC y 110 VAC monofásico, 60 Hz dependiendo de la ubicación del UPS.

6.2.10 Reservas

Las reservas de puntos de entradas/salidas y registros para cálculos debe incluir:

- a) Reserva de 25% E/S sobre las requeridas por el sistema SCADA y los RTU's incluyendo los AI, AO, DI, DO, PI, y puertos seriales;
- b) Las reservas de puertos seriales no deben incluir los puertos para realizar mantenimiento o configuración del software;
- c) La E/S de reserva deben estar totalmente cableados a los terminales del sistema SCADA y uniformemente distribuidos por tipo de señal;
- d) También deben incluir las reservas de fuentes y distribución de energía. Los módulos electrónicos también deben tener reserva;
- e) La unidad central de procesamiento debe tener 50% de reserva;
- f) 50% de expansión de la memoria dinámica.

6.2.11 Integridad y confiabilidad

El sistema SCADA es una parte crítica de la operación segura del proyecto. Por lo tanto debe mantener una alta confiabilidad con un alto nivel de integridad. Esto puede ser resumido en:

- a) El uso de componentes de alta fiabilidad;
- b) El uso de hardware y software redundante donde sea apropiado;
- c) Previsión de rutinas y/o pruebas automáticas y auto-diagnosticos;
- d) Indicación de fallas y reemplazo de módulos;
- e) Sistema de respaldo de las bases de datos.

6.2.12 Disponibilidad y seguridad

El sistema SCADA y los sub-sistemas deben ser diseñados para mantener un 99.99% de disponibilidad del sistema para todas las funciones de control y monitoreo.

La disponibilidad es definida como la relación del Tiempo Promedio Entre Fallas (MTBF) y la suma del MTBF con el Tiempo Promedio Para Reparaciones (MTTR). El MTBF es el promedio de intervalos entre fallas sucesivas. El MTTR es el promedio de tiempos tomados para diagnosticar y rectificar una falla y ponerlo operativo nuevamente.

6.2.11 Integridad y confiabilidad

El sistema SCADA es una parte crítica de la operación segura del proyecto. Por lo tanto debe mantener una alta confiabilidad con un alto nivel de integridad. Esto puede ser resumido en:

- a) El uso de componentes de alta fiabilidad;
- b) El uso de hardware y software redundante donde sea apropiado;
- c) Previsión de rutinas y/o pruebas automáticas y auto-diagnostics;
- d) Indicación de fallas y reemplazo de módulos;
- e) Sistema de respaldo de las bases de datos.

6.2.12 Disponibilidad y seguridad

El sistema SCADA y los sub-sistemas deben ser diseñados para mantener un 99.99% de disponibilidad del sistema para todas las funciones de control y monitoreo.

La disponibilidad es definida como la relación del Tiempo Promedio Entre Fallas (MTBF) y la suma del MTBF con el Tiempo Promedio Para Reparaciones (MTTR). El MTBF es el promedio de intervalos entre fallas sucesivas. El MTTR es el promedio de tiempos tomados para diagnosticar y rectificar una falla y ponerlo operativo nuevamente.

CAPITULO VII COSTO DEL PROYECTO

Por la envergadura del proyecto, Camisea será una de las mayores inversiones extranjeras en la historia del Perú, con un valor de alrededor de US\$3 mil millones se espera cubrir todas las fases del proyecto: explotación, transporte y comercialización. Este tipo de proyectos requieren inversiones elevadas, pues transportar gas es muy costoso, para Camisea se estima que el transporte de gas es 2.5 veces mas costoso que transportar líquidos. En terrenos normales, los costos de materiales y construcción son aproximadamente iguales para la mayoría de los proyectos gasíferos. En el caso de un ducto Camisea-Lima, donde la ruta cruza tres cordilleras de montañas andinas y la mitad oriental de la tubería es accesible sólo por vía fluvial y además gran parte del territorio es virgen e inaccesible, los costos de construcción del ducto exceden los costos de materiales por un factor no menor de 2.5 a 1.

Otro de los factores que afectan la inversión es que se diseña el gasoducto proyectando la demanda a futuro, lo cual encarece los costos iniciales del proyecto en el presente.

Se ha estimado que la inversión en NGL llegaría a los US\$1,800 millones y para el gas a US\$1,200 millones. La duración de la ejecución de proyecto esta estimada en 5 años, tal como se muestra en el cronograma de la siguiente página.

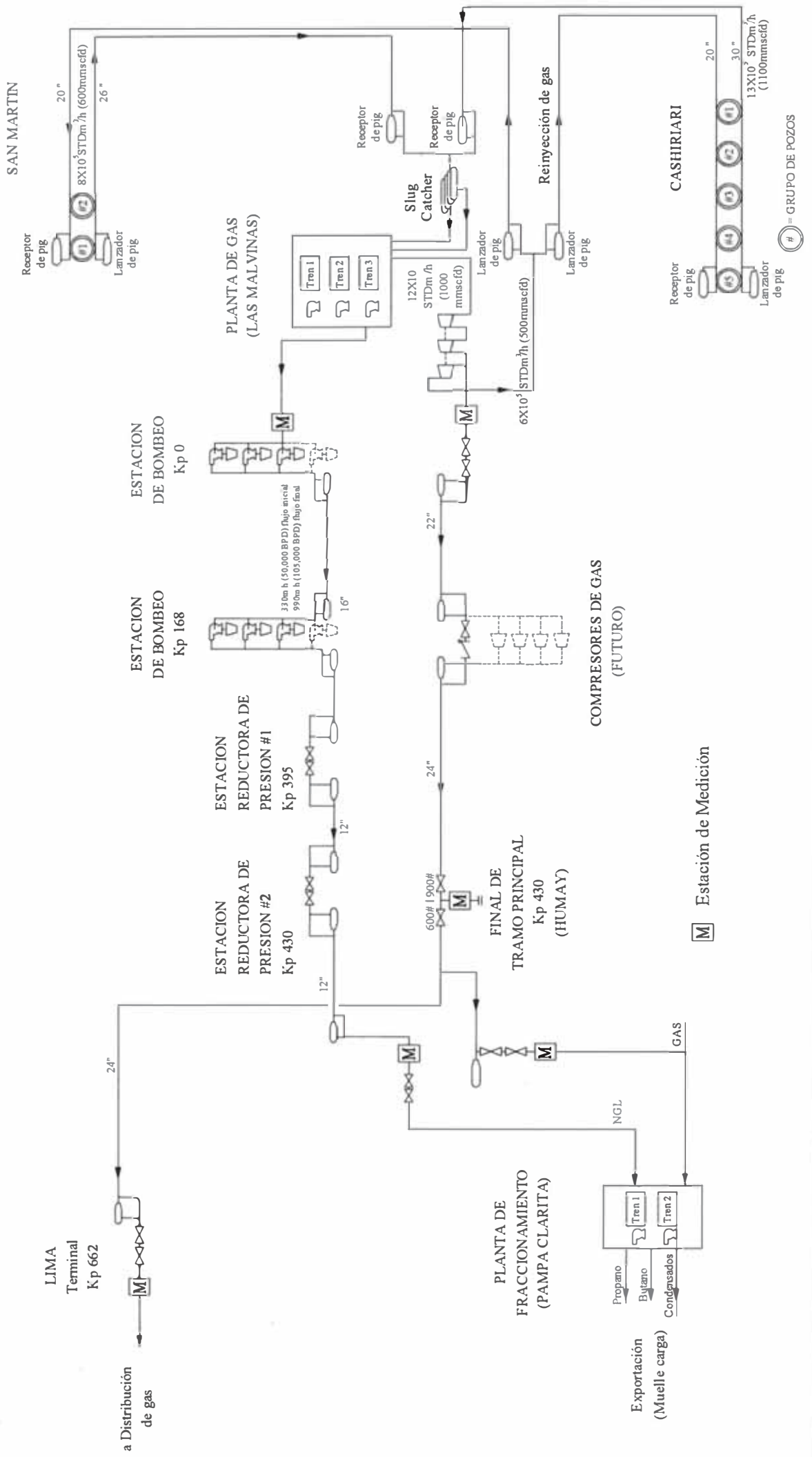
CRONOGRAMA DEL PROYECTO					
DESCRIPCION	AÑO I	AÑO II	AÑO III	AÑO IV	AÑO V
LINEAS DE FLUJO Y REINYECCION					
H.S.E. & S	[Barra horizontal desde Año I hasta Año V]				
Ingeniería	[Barra horizontal desde Año I hasta Año II]				
Abastecimiento		[Barra horizontal desde Año II hasta Año III]			
Construcción			[Barra horizontal en Año III]	[Barra horizontal en Año IV]	
PLANTA DE GAS					
H.S.E. & S	[Barra horizontal desde Año I hasta Año V]				
Ingeniería	[Barra horizontal desde Año I hasta Año II]				
Abastecimiento		[Barra horizontal desde Año II hasta Año III]			
Construcción		[Barra horizontal desde Año II hasta Año V]			
GASODUCTO Y POLIDUCTO					
H.S.E. & S	[Barra horizontal desde Año I hasta Año V]				
Ingeniería	[Barra horizontal desde Año I hasta Año II]				
Abastecimiento		[Barra horizontal desde Año II hasta Año III]			
Construcción			[Barra horizontal en Año III]	[Barra horizontal en Año IV]	[Barra horizontal en Año V]
PLANTA DE FRACCIONAMIENTO					
H.S.E. & S	[Barra horizontal desde Año I hasta Año V]				
Ingeniería	[Barra horizontal en Año I]		[Barra horizontal desde Año III hasta Año IV]		
Abastecimiento			[Barra horizontal desde Año III hasta Año IV]		
Construcción			[Barra horizontal desde Año III hasta Año IV]	[Barra horizontal en Año V]	
TERMINAL DE EXPORTACION					
H.S.E. & S	[Barra horizontal desde Año I hasta Año V]				
Ingeniería			[Barra horizontal en Año III]		
Abastecimiento			[Barra horizontal desde Año III hasta Año IV]		
Construcción			[Barra horizontal desde Año III hasta Año IV]		
COMISIONAMIENTO					[Barra horizontal en Año V]

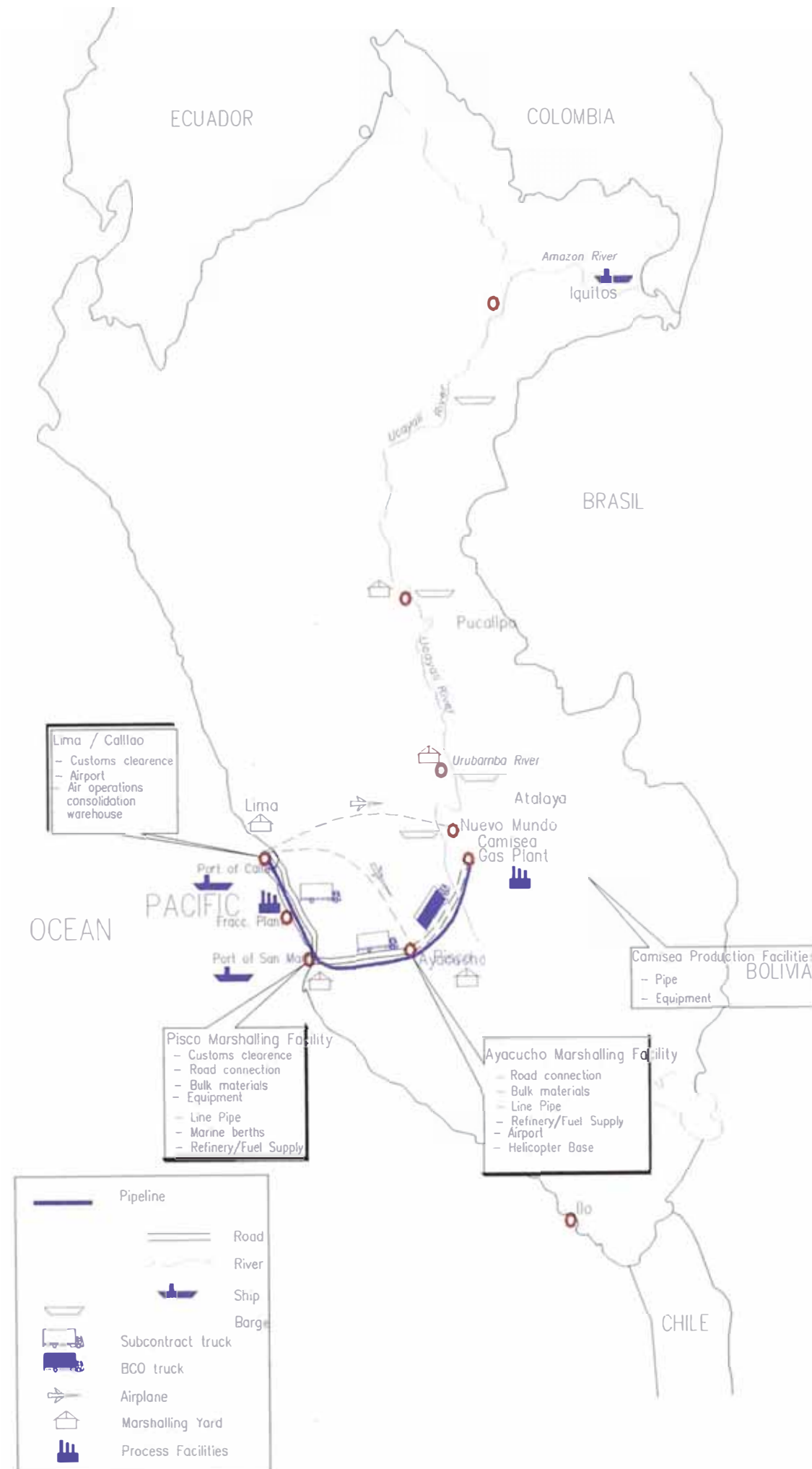
CONCLUSIONES

1. El desarrollo del proyecto de Camisea representa en ingeniería, seguridad, salud, medio ambiente, procura, construcción y operación un gran reto en cada una de sus diferentes instalaciones, las soluciones propuestas y estudiadas también abarcan una gran diversidad de posibilidades para las tres grandes áreas del proyecto: instalaciones en el área de Camisea (producción y procesamiento), transporte de productos a Lima e instalaciones en la costa (fraccionamiento y almacenamiento). Dentro del desarrollo de la ingeniería del proyecto los diseños tomarán como referencia los más estrictos estándares de confiabilidad y seguridad.
2. Crear a un modelo de clase mundial, haciendo sustentable el desarrollo de los hidrocarburos, a través de la sociedad, nunca antes hecho y que pone referencias para la actuación y sensibilidad a los clientes, comunidades, medio ambiente, inversionistas y el país.
3. Este proyecto creará una cultura del gas, que permitirá a la sociedad peruana beneficiarse con esta fuente de energía limpia y barata; además será el motor para el desarrollo de muchas industrias asociadas directa o indirectamente y por ende la generación de empleos.
4. En el proyecto se implementará el mas moderno sistema SCADA del país, que integrará los diversos sistemas de PLC's, DCS's y otros equipos de ultima

generación, permitiendo a los profesionales y técnicos de las diversas especialidades ganar experiencia y volcarlo en el desarrollo del país.

VISTA GENERAL DEL PROYECTO CAMISEA





BIBLIOGRAFIA

1. DESIGN AND ENGINEERING PRACTICES (DEP)
Version 06 / July 1996 - Shell International Oil Products B.V. (SIOP) - Shell International Exploration and Production B.V. (SIEP)
2. ENGINEERING DESIGN GUIDE
Bechtel Corporation (USA)
 - Programmable Logic Controller
 - Distributed Control System
 - Supervisory Control And Data Acquisition System
 - Instrumentation System Shielding, Grounding, and Installation Guidelines
 - Cathodic Protection
3. TECHNICAL SPECIFICATION
Bechtel – Cosapi – Odebrecht (BCO)
 - Emergency Shutdown System
 - Telecommunications
 - Wellhead Control Panel
 - Pipeline Integrity Monitoring System (PIMS)
 - Instrumentation for Flowlines and Export Pipelines
 - Fire and Gas System
 - Metering Philosophy for the Camisea Development in Perú
4. SEMINARIO “ENERGIA Y GAS NATURAL” (EL PROYECTO CAMISEA)
Colegio de Ingenieros del Perú – Octubre 28, 29 y 30 de 1,999
5. SISTEMAS DE TURBOCOMPRESION Y TURBOGENERACION
Solar Turbines (A Caterpillar Company – 1,995)
6. PIPELINE & GAS INDUSTRY
Abril – 1,997
7. AMERICAN GAS ASOCIATION
Gas Measurement Committee Report n° 4A – First Edition, 1,971
8. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE
Process Measurement Instrumentation
API Recommended Practice 551 - First, May 1,993