



**TÉRMINOS DE REFERENCIA**

**ANEXO**

**3753-KK-SG-0000001**

**MEMORIA DESCRIPTIVA GENERAL  
DE INSTRUMENTACION**



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### CONTENIDO

|          |   |          |
|----------|---|----------|
| <b>1</b> | <b>OBJETIVO</b> .....                         | <b>1</b> |
| <b>2</b> | <b>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO</b> ..... | <b>1</b> |
| <b>3</b> | <b>ABREVIATURAS Y ACRONIMOS</b> .....         | <b>1</b> |
| <b>4</b> | <b>GENERAL</b> .....                          | <b>2</b> |
| 4.1      | CONDICIONES AMBIENTALES. ....                 | 2        |
| 4.2      | SISTEMA DE UNIDADES DE MEDIDA .....           | 3        |
| 4.3      | IDIOMA .....                                  | 3        |
| 4.4      | IDENTIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS.....           | 3        |
| 4.5      | ESPECIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS.....       | 3        |
| 4.6      | UNIDADES PAQUETES.....                        | 3        |
| 4.7      | CLASIFICACIÓN ELÉCTRICA. ....                 | 4        |
| 4.8      | PLACAS DE IDENTIFICACIÓN .....                | 4        |
| 4.9      | ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA.....                   | 4        |
| <b>5</b> | <b>NORMAS Y ESTANDARES</b> .....              | <b>5</b> |
| 5.1      | ESTÁNDARES INTERNACIONALES .....              | 5        |
| 5.2      | ESTÁNDARES NACIONALES O LOCALES .....         | 8        |
| <b>6</b> | <b>CRITERIOS DE DISEÑO</b> .....              | <b>9</b> |
| 6.1      | GENERALIDADES.....                            | 9        |
| 6.2      | MODOS DE CONTROL.....                         | 12       |
| 6.3      | ESCALAS DE MEDICIÓN .....                     | 12       |
| 6.4      | COMUNICACIÓN DE INSTRUMENTOS .....            | 12       |
| 6.5      | INSTRUMENTOS DE FLUJO .....                   | 12       |
| 6.6      | INSTRUMENTOS DE NIVEL .....                   | 13       |
| 6.7      | INSTRUMENTOS DE PRESIÓN .....                 | 13       |
| 6.8      | INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA.....              | 14       |
| 6.9      | VÁLVULAS DE CONTROL .....                     | 14       |
| 6.10     | VÁLVULAS DE ALIVIO .....                      | 15       |
| 6.11     | ANALIZADORES.....                             | 15       |



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### 1 OBJETIVO

El objetivo del presente documento es definir los criterios básicos, prácticas estándar y definiciones a utilizarse para el Proyecto de Construcción de la Planta de Propileno y Polipropileno (PCPPP) perteneciente a YPFB en el Estado Plurinacional en Bolivia. También se cubren los lineamientos y fundamentos generales a ser considerados para el cálculo, especificación, selección e instalación de los instrumentos y sistemas de control; que deben ser reforzados y detallados durante la ingeniería PDP/FEED.

### 2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

El alcance general de este documento es indicar las bases de diseño de Instrumentación para el Proyecto Plantas de Propileno y Polipropileno (PCPPP) para YPFB en el Estado Plurinacional de Bolivia, que comprende la implementación de las siguientes instalaciones, las cuales deberán integrarse en un sólo complejo industria:

- Planta de Propileno.
- Planta de Polipropileno (Homopolímero, Copolímero al Azar y Copolímero de Impacto).
- Servicios Auxiliares, Infraestructura & Offsites.
- Planta de Generación Eléctrica.
- Almacenamiento & Paletización de PE / PP.

La integración en un solo complejo industrial de las plantas anteriormente mencionadas, de ahora en adelante se llamará el Proyecto o PCPPP el mismo que será implementado en Bolivia.

### 3 ABREVIATURAS Y ACRONIMOS

A continuación las diferentes abreviaturas que se mencionan en esta especificación:

|                 |   |
|-----------------|---|
| <b>BPCS:</b>    | Sistema de Control Básico de Procesos                       |
| <b>BMS:</b>     | Burner Management System – Sistema de Gestión de Quemadores |
| <b>CCL:</b>     | Centro de Control Local.                                    |
| <b>CNMCH:</b>   | Centro Nacional de Medición y Control Hidrocarburífero      |
| <b>DCS:</b>     | Distributed Control System – Sistema de Control Distribuido |
| <b>DPDT:</b>    | Doble Polo, Doble Tiro                                      |
| <b>ESD:</b>     | Emergency Shutdown System – Sistema de Paro de Emergencia.  |
| <b>FEED:</b>    | “Front End Engineering Design”                              |
| <b>F&amp;G:</b> | Fire & Gas: Sistema de Gas y Fuego                          |
| <b>IP:</b>      | Protección de Ingreso                                       |
| <b>I/O:</b>     | Entrada/Salida  |



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

|               |   |
|---------------|---|
| <b>LACT:</b>  | Unidad de Fiscalización Automática para Transferencia de Custodia   |
| <b>PCPPP:</b> | Proyecto de Construcción de la Planta de Propileno y Polipropileno. |
| <b>PDP:</b>   | Paquete de Diseño de Procesos                                       |
| <b>PLC:</b>   | Controlador Lógico Programable                                      |
| <b>PP:</b>    | Polipropileno   |
| <b>PV:</b>    | Variable de Proceso.  |
| <b>RTD:</b>   | Detector de Temperatura por Resistencia.                            |
| <b>SGA</b>    | Sistema de Gestión de Activos                                       |
| <b>SIS:</b>   | Safety Instrumented System - Sistema Instrumentado de Seguridad     |
| <b>SP:</b>    | Punto de Ajuste   |
| <b>UPS:</b>   | Sistema de Alimentación Ininterrumpida                              |
| <b>YPFB:</b>  | Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos                        |

## 4 GENERAL

### 4.1 Condiciones Ambientales.

| Parámetros   | Valor*                      |
|--|-----------------------------|
| Clima  | Llano tropical              |
| Presión Barométrica  | 940 mbar                    |
| Temperatura ambiente promedio  | 23.4 °C                     |
| Temperatura ambiente mínima  | -4.2 °C                     |
| Temperatura ambiente máxima  | 43 °C                       |
| Humedad Relativa   | 71%                         |
| Temperatura de diseño del aire (enfriadores, turbinas, equipos eléctricos e instrumentación) | 37°C                        |
| Temperatura de bulbo húmedo  | 27°C                        |
| Meses húmedos  | Noviembre a Marzo           |
| Precipitación media diaria   | 60 mm                       |
| Dirección predominante del Viento  | Norte - Sur                 |
| Velocidad del Viento   | Media (36 km/h)             |
|  | Máxima registrada (90 km/h) |
| Altitud sobre el nivel de mar  | 600 m (Promedio)            |
| Aceleración sísmica esperada (A0/g)*   | 0.10                        |
| Zona*  | Tipo 6                      |

Estos datos deberán ser confirmados durante la ingeniería FEED ya que los equipos deberán ser tropicalizados para la zona.



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### 4.2 Sistema de unidades de medida

El sistema de unidades a utilizar para el Proyecto es el indicado en los P&ID. Por lo tanto, los planos y documentos se presentarán con este sistema.

En los casos que sea requerido, se debe indicar medición dual de unidades (indicadores locales de presión, temperatura, entre otros).

### 4.3 Idioma

Todos los planos y documentos deben ser escritos en español, salvo aquellos documentos que por requerimientos especiales sean solicitados en idioma Inglés.

### 4.4 Identificación de instrumentos

La simbología e identificación de instrumentos debe ser de acuerdo a la última revisión del estándar ISA S5.1 "Instrument Symbols and Identification". La construcción de la identificación del instrumento debe ser similar a la siguiente:

**XXXX – YYYY –ZZZZ - W**

|        |             |   |
|--------|-------------|---|
| Dónde: | <b>XXXX</b> | Número Prefijo Opcional. Tres o más caracteres alfanuméricos, para identificar la ubicación tal como complejo, planta o unidad.   |
|        | <b>YYYY</b> | Tipo de Instrumento (letras de identificación de función), de dos a cinco caracteres alfanuméricos siguiendo la nomenclatura ISA S5.1.<br>El primer carácter estará asociado a la variable de proceso medida o controlada por el instrumento. |
|        | <b>ZZZZ</b> | Consecutivo para número de lazo. Tres o más caracteres numéricos del "000" al "9999". (Número de identificación del lazo).  |
|        | <b>W</b>    | Sufijo alfanuméricos (A, B, C,..). A ser utilizado para diferenciar pares de instrumentos en el mismo lazo.   |

Ejemplo: 001-PS-1100A & 001-PS-1100B) o instrumentación principal y secundaria (Ej.: 001-TI-1100 en DCS y 001-TI-1100A en panel).

### 4.5 Especificación de los instrumentos

Los instrumentos deben ser especificados basados en las formas de especificación de instrumentos del estándar ISA 20 "Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves".

### 4.6 Unidades paquetes

La instrumentación incluida en el suministro de equipos y unidades tipo paquete debe estar de acuerdo con los lineamientos indicados en este documento y las especificaciones del proyecto, respetando las marcas del Vendor List (PARTE C \ Instrucciones \ Anexos de Instrucciones) del Proyecto.



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

Las hojas de especificaciones de todos los instrumentos de los equipos paquetes, deberán ser suministradas por el fabricante, en formatos basados en estándar ISA 20.

### 4.7 Clasificación eléctrica.

La instrumentación electrónica ubicada en áreas clasificadas, a menos que se especifique lo contrario, será del tipo a Prueba de Explosión (Explosión Proof o Flame Proof), aprobada para la clasificación eléctrica del área en donde estará ubicado el instrumento y según el estándar internacional aplicable. La clasificación eléctrica de las áreas de la planta a considerar por Instrumentación será la determinada y reflejada en los planos de clasificación de área.

La protección para equipos ubicados dentro de edificaciones será IP55 (NEMA 12). Los equipos e instrumentos instalados en exteriores (campo) será IP 65 (NEMA 4X).

### 4.8 Placas de identificación

Los instrumentos deberán ser provistos de placas de identificación de acero inoxidable, fijada permanentemente al cerramiento o cuerpo del instrumento o subcomponente en el caso de que un instrumento tenga diferentes piezas separadas físicamente, por medio de remaches aplanados y también por alambre de acero inoxidable (de acuerdo a lo indicado en la norma ISA RP60-6).

Las placas de identificación deberán tener la siguiente información, como mínimo:

- Tag's.
- Marca y Modelo.
- Serie
- Rango
- Datos de Calibración.
- Clasificación Eléctrica.

### 4.9 Alimentación eléctrica

Todos los instrumentos que por sus características requieran alimentación eléctrica en corriente alterna, deben ser especificados para ser alimentados en una tensión de 220Vca @ 50 Hz desde una unidad de UPS.

Todos los instrumentos que por sus características requieran alimentación eléctrica en corriente continua, deben ser especificados para ser alimentados en 24 Vdc, desde fuentes de alimentación que a su vez estarán alimentadas por una tensión de 220 Vac @50 Hz desde una UPS.

Los Equipos de los Sistemas de Control (BPCS: DCS y PLC) deben ser alimentados en 220Vca @50 Hz desde una UPS.

Los Equipos del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS: ESD, BMS, F&G de proceso y de edificaciones administrativas) deben ser alimentados en 220Vca @50 Hz desde una UPS.



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

Válvulas motorizadas deben ser alimentadas en 380 Vac @ 50 Hz, sistema trifásico, con respaldo de UPS cuando por temas de seguridad corresponda hacerlo.

El tiempo de autonomía de la UPS a plena carga deberá ser el suficiente como para poner toda la planta en condición segura y apagada, tomando como base un mínimo de 2 horas.

## 5 NORMAS Y ESTANDARES

El diseño, la terminología y la selección de la instrumentación del Proyecto debe estar diseñada de acuerdo con las normas, regulaciones, y estándares de diseño nacionales, locales, e internacionales de las organizaciones listados a continuación, siempre en su última edición vigente a la fecha de ejecución de la ingeniería. Cuando exista incongruencia entra las normas locales y las internacionales prevalecerán la más estricta.

### 5.1 Estándares Internacionales

#### 5.1.1 American Petroleum Institute, API

|  |             |
|--|-------------|
| Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1 and Zone 2 | API RP 505  |
| Part I and II for Design and Installation of Pressure Relieving System   | API RP 520  |
| Pressure-relieving and Depressuring Systems  | API RP 521  |
| Flanged steel safety relief valves for use in petroleum refineries   | API STD 526 |
| Commercial seat tightness of safety relief valves with metal-to metal seats  | API STD 527 |
| Process Measurement Instrumentation  | API RP 551  |
| Transmission Systems   | API RP 552  |
| Process Instrumentation and Control  | API RP 554  |
| Process Analyzers  | API RP 555  |
| Butterfly Valves – Double Flanged, Lug and Wafer Type (6 <sup>th</sup> Edition)  | API 609     |
| Vibration Axial Position and Bearing Temperature Monitoring System   | API RP 670  |
| Relief Valves (Venting Atmospheric and Low Pressure Storage Tank)  | API 2000    |



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### 5.1.2 International Society of Automation, ISA

|  |              |
|--|--------------|
| Instrumentation Symbols and Identification   | ISA 5.1      |
| Binary Logic Diagrams for Process Operations   | ISA 5.2      |
| Graphic Symbols for Distributed Control/Share Display Instrumentation, Logic and Computer Systems        | ISA 5.3      |
| Annunciator Sequences and Specifications   | ISA 18.1     |
| Flow Equations for Sizing Control Valves   | ISA 75.01.01 |
| Control Valve Capacity Test Procedures   | ISA 75.02    |
| Face-to-Face Dimensions for Flangeless Globe Style Control Valves Bodies (Classes 125, 150, 300 and 600) | ISA 75.08.01 |
| Face-to-Face Dimensions for Flangeless Control Valves (Classes 150, 300, and 600)                        | ISA 75.08.02 |
| Face-to-Face Dimensions for Flangeless Globe Style Control Valves Bodies (Classes 900, 1500 and 2500)    | ISA 75.08.06 |
| Hydro Testing of Control Valves  | ISA 75.19.01 |
| Temperature Measurement Thermocouples  | ISA MC 96.1  |

### 5.1.3 National Fire Protection Association, NFPA

|  |           |
|--|-----------|
| National Electrical Code               | NFPA 70   |
| National Fire Alarm and Signaling Code | NFPA 72   |
| Clean Agent Fire Extinguishing System  | NFPA 2001 |

### 5.1.4 American Society of Mechanical Engineers, ASME

|  |         |
|--|---------|
| Flanges and Flanged Fittings                     | B 16.5  |
| Face to Face and End-to-End Dimensions of Valves | B 16.10 |
| Flow Measurement                                 | PTC19.5 |

### 5.1.5 International Electrothechnical Commission, IEC

|   |               |
|---|---------------|
| Intrinsic Safety "I"  | IEC 60079-11  |
| Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres. Part 14: Instruments in Hazardous Area (Other than Mines) | IEC 60079-14  |
| Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres. Part 15: Type of Protection "n"                           | IEC 60079-15  |
| Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)  | IEC 60529     |
| Industrial – Process Control Valves   | IEC 60534-1   |
| Industrial – Process Control Valves   | IEC 60534-2-1 |
| Thermocouple Part 1: Reference Tables Second Edition  | IEC 60584-1/2 |
| Graphical Symbols for Diagrams  | IEC-60617     |
| Industrial Platinum Resistance Thermometer Sensor   | IEC 60751     |





## TÉRMINOS DE REFERENCIA

|  |                               |
|--|-------------------------------|
| Electromagnetic Compatibility for Industrial Process Measurement and Control Equipment             | IEC 61000-4/2/3/4             |
| Electrical Apparatus for the Detection and Measurement of Flammable Gases                          | IEC 61779                     |
| Electrical Installation Skips, Part 3, Cables (Construction and Testing)                           | IEC 92-3                      |
| Electrical Apparatus for Use in Presence of Combustible dust – Part 1 Protection by Enclosures “D” | IEC 61241-1                   |
| Instrumentation Cables   | IEC 227 & 228                 |
| Programmable controllers   | IEC 61131                     |
| Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety                          | IEC 61508-1-7                 |
| Application of Safety Instrumented System of Process Industries                                    | IEC 61511                     |
| Test for Electric Cables Under Fire Conditions – Circuit Integrity                                 | IEC 60331-11/21               |
| Tests for Electric and Optical fibre cables under fire conditions – Part 2                         | IEC 60332-1-1/2               |
| Tests for Electric Cables under fire conditions – Part 3   | IEC 60332-3-10/21/22/23/24/25 |
| Electrical Installation for Buildings Requirements – For Special Installation or Location          | IEC 60364                     |

### 5.1.6 International Organization for Standardization, ISO

|   |  |
|---|--|
| Measurement of Fluid Flow by Means of Pressure Differential Devices   | ISO-5167-1<br>ISO-5167-2<br>ISO-5167-3<br>ISO-5167-4 |
| Measurement of Fluid Flow – Procedure for Evaluation of Uncertainties | ISO 5168   |
| Industrial Valves – Pressure Testing for Valves                       | ISO 5208   |
| Testing of Valves: Fite Type – Testing Requirements                   | ISO 10497  |

### 5.1.7 American National Standard Institute, ANSI

|   |               |
|---|---------------|
| Valves – Flanged, Threaded and Welding Ends   | ANSI B16.34   |
| Specification for Electromagnetic Noice and Filed Strength Instrumentation, 10 KHz to 1 GHz | ANSI C63.2    |
| Control Valve Seat Leakage  | ANSI/FCI-70-1 |

### 5.1.8 European Standard, DIN

|  |               |
|--|---------------|
| Specification for Open Path Apparatus for the Detection of Combustible or Toxic Gases and Vapors | EN 50241-1/2  |
| Material Certificates  | EN 10204-3.1B |



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### 5.1.9 ATMOSPHERE EXPLOSIVE, ATEX

|   |      |
|---|------|
| Atmosphere Explosive Directive (94/9/EC) / ATEX 100 | ATEX |
|---|------|

### 5.1.10 INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, IEEE

|  |            |
|--|------------|
| Telecom & Information Exchange Between Systems | IEEE 802.3 |
|--|------------|

### 5.1.11 TRANSMISSION CONTROL PROTOCOL AND INTERNET PROTOCOL, TCP/IP

|                    |        |
|--------------------|--------|
| Local Area Network | TCP/IP |
|--------------------|--------|

### 5.1.12 ENGINEERING EQUIPMENT & MATERIALS USERS ASSOCIATION, EEMUA

|  |           |
|--|-----------|
| Alarm System, a guide to design management and procurement | EEMUA 191 |
|--|-----------|

### 5.1.13 AMERICAN GAS ASSOCIATION, AGA

|  |        |
|--|--------|
| Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids | AGA 3  |
| Measurement of Gas by Turbine Meters                                 | AGA 7  |
| Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters                    | AGA 9  |
| Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter                         | AGA 11 |

## 5.2 Estándares Nacionales o Locales

### 5.2.1 Instituto Boliviano de Normas, IBNORCA

|   |                     |
|---|---------------------|
| Sistema Internacional de Unidades - SI (Primera revisión)<br>(Correspondiente a la norma ISO 1000:1992)   | NB 399:1999         |
| Principios ergonómicos para el diseño de sistema de trabajo<br>(Correspondiente a la norma ISO 6385:2004)   | NB/ISO 6385:2006    |
| Requisitos ergonómicos para trabajos de oficina con pantallas de visualización de datos (PVD) - Parte 1: Introducción general<br>(Correspondiente a la norma ISO 9241-1:1997)                                     | NB/ISO 9241-1:2009  |
| Requisitos ergonómicos para trabajos de oficina con pantallas de visualización de datos (PVD) - Parte 4: Requisitos del teclado<br>(Correspondiente a la norma ISO 9241-4:1998)                                   | NB/ISO 9241-4:2010  |
| Requisitos ergonómicos para trabajos de oficina con pantallas de visualización de datos (PVD) - Parte 5: Concepción del puesto de trabajo y exigencias posturales<br>(Correspondiente a la norma ISO 9241-5:1998) | NB/ISO 9241-5:2010  |
| Diseño ergonómico de los centros de control - Parte 1: Principios para el diseño de los centros de control<br>(Correspondiente a la norma ISO 11064-1:2000)   | NB/ISO 11064-1:2008 |
| Diseño ergonómico de los centros de control - Parte 2: Principios para la ordenación de las salas de control y sus  | NB/ISO 11064-2:2008 |



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

|  |                     |
|--|---------------------|
| anexos (Correspondiente a la norma ISO 11064-1:2000)   |                     |
| Diseño ergonómico de centros de control - Parte 3: Disposición de las salas de control (Correspondiente a la norma ISO 11064-3:1999)   | NB/ISO 11064-3:2009 |
| Diseño ergonómico de centros de control - Parte 4: Distribución y dimensiones de los puestos de trabajo (Correspondiente a la Norma ISO 11064-4:2004)  | NB/ISO 11064-4:2009 |
| Diseño ergonómico de los centros de control - Parte 6: Requisitos ambientales para centros de control (Correspondiente a la norma ISO 11064-6:2006)  | NB/ISO 11064-6:2009 |
| Diseño ergonómico de los centros de control - Parte 7: Principios para la evaluación de centros de control (Correspondiente a la norma ISO 11064-7:2006)   | NB/ISO 11064-7:2009 |
| Cilindros para gases industriales y alimentarios - Colores de seguridad para la identificación de su contenido   | NB 73007:2004       |
| Medición de hidrocarburos - Definiciones   | NB 719001:2010      |
| Funciones e instrumentación para la medida de los procesos industriales - Representación simbólica - Parte 1: Principios básicos (Correspondiente a la norma ISO 3511-1:1977)  | NB/ISO 3511-1:2009  |
| Funciones e instrumentación para la medida y regulación de los procesos industriales - Representación simbólica - Parte 2: Extensión de los principios básicos (Correspondiente a la norma ISO 3511-2:1984)  | NB/ISO 3511-2:2009  |
| Funciones e instrumentación para la medida y la regulación de los procesos industriales - Representación simbólica - Parte 3: Símbolos detallados para los diagramas de interconexión de instrumentos (Correspondiente a la norma ISO 3511-3:1984) | NB/ISO 3511-3:2009  |
| Símbolos gráficos para diagramas - Parte 5: Dispositivos de medición y control (Correspondiente a la norma ISO 14617-5:2003 )  | NB/ISO 14617-5:2007 |
| Símbolos gráficos para diagramas - Parte 6: Funciones de medición y control (Correspondiente a la norma ISO 14617-6:2002)  | NB/ISO 14617-6:2007 |

## 6 CRITERIOS DE DISEÑO

### 6.1 Generalidades

La instrumentación de cada una de las plantas del Proyecto debe ser diseñada para lograr una operación óptima del proceso de manera económica y segura, garantizando la integridad física del personal y equipos, y con criterios de mantenibilidad eficiente y eficaz.



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

Este segmento incluye la descripción general de la instrumentación de uso común en proyectos de petroquímica y oil&gas, durante la siguiente fase de ingeniería se deben identificar las características específicas de toda la instrumentación requerida en el proyecto.

Los modelos de instrumentos y sistemas de medición seleccionados, siempre deben ser compatibles con su uso y con las condiciones de servicio. El principio general es que los instrumentos de una misma categoría, deberán ser en lo posible de la misma marca, modelo y tipo; estas categorías serán determinadas durante la fase FEED del Proyecto.

La instrumentación será del tipo electrónico de características para transmisión de señales analógicas, discretas y/o digital a excepción de aquella que por sus propias características, sea neumática o de medición directa.

Los instrumentos electrónicos que se encuentran en áreas no clasificadas localizados fuera de los gabinetes de protección o salas con aire acondicionado deberán tener como mínimo una protección tipo IP55, y aquellos ubicados en áreas clasificadas IP65 de acuerdo con las normas nacionales e internacionales aplicables. Además, dichos instrumentos deben ser aptos para uso en ambiente tropical con una temperatura ambiente entre  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$ , humedad relativa de 100%, polvo, radiación solar intensa y con contenido de sal e hidrocarburos.

Los instrumentos electrónicos analógicos deben ser del tipo 2 hilos alimentados por el mismo circuito de señalización desde el Sistema de Control, con protocolos HART o Foundation Fieldbus (FF) según el caso.

Los instrumentos electrónicos discretos deben ser del tipo 2 hilos alimentados por el mismo circuito de señalización desde el Sistema de Control, usando contactos secos.

El control y monitoreo del proceso debe ser realizado principalmente por medio de un Sistema Básico de control de Procesos (BPCS) que en líneas generales será formado por el DCS de la Planta. El Sistema BPCS será diseñado de tal manera de hacer posible todas las operaciones desde las estaciones de operación de la consola que será ubicada en la Sala de Control.

Las especificaciones de desempeño de los instrumentos (precisión de referencia, desempeño total, estabilidad, tiempo total de respuesta, etc.) deben ser seleccionados teniendo en cuenta la tecnología de medición, la aplicación propuesta (función de seguridad, control crítico, fiscalización y transferencia de custodia, control, monitoreo o indicación local) y la oferta disponible en el mercado.

Los instrumentos deben ser especificados con procesamiento digital de las señales y con funciones de auto-diagnóstico que permitan determinar el estado de falla de las señales.

Los instrumentos deben estar protegidos de cualquier efecto producido por radiaciones, radiación solar y campos electromagnéticos, descargas eléctricas y sobre voltajes según las normas



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

aplicables.

Los instrumentos deben diseñarse para una duración en servicio de por lo menos 25 años, bajo las condiciones de operación.

Los instrumentos deberán tener siempre que sea posible una pantalla digital, donde se muestre la variable de proceso principal o una secundaria según se requiera.

Equipos y unidades tipo paquete deben incluir paneles de control local con indicación, unidades de control manual, para permitir la operación independiente del equipo localmente. Es fundamental que tengan las conexiones por medio de cajas de conexiones segregadas por tipo de señal de la repetición de las señales de indicación, alarma o de control entrando a la unidad o saliendo al sistema de control. Siempre que sea posible los controladores o PLCs de las unidades paquetes serán instalados en los CCLs correspondientes (siempre que por motivos operativos u otros no pueda ser instalado junto con los demás tableros de los sistemas de control y seguridad), bajo condiciones aptas para la electrónica y desde un lugar donde el mantenimiento sea más eficiente y seguro.

Los controladores o PLCs de unidades Paquete deben ser integrados al BPCS de forma eficiente, de forma que todo el control o al menos el monitoreo se de en la sala de control principal.

En general, la instrumentación analógica tal como transmisores debe cumplir con los siguientes requerimientos de funcionamiento:

- El máximo error no debe superar el  $\pm 0.5$  % de la gama (span)
- La histéresis no debe exceder el 0.5% de la gama (span).
- La banda muerta no debe exceder el 0.25% de la gama (span).
- El efecto de un cambio de 38°C (100°F) en la temperatura ambiente sobre la señal de salida de un instrumento no deberá exceder el 1% de la gama (span).

Las características finales de cada instrumento serán definidas durante la etapa FEED, según el tipo de instrumento y su aplicación.

Los instrumentos ubicados en campo deben ser especificados para permitir su montaje en un soporte de tubo de acero de 2", exceptuando aquellos instrumentos a ser montados directamente en líneas de proceso, equipos y recipientes.

Los interruptores eléctricos o electrónicos conectados a proceso (interruptores de presión, nivel, flujo, etc.) deben ser del tipo de acción rápida (snap action), con contactos SPDT (Simple Polo Doble Tiro) para las funciones de proceso en el DCS y DPDT (Doble Polo Doble Tiro) para las funciones de protección en el SIS.



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

### 6.2 Modos de control

Los modos de control deberán ser seleccionados, como mínimo de acuerdo al siguiente criterio:

| <u>Control</u>         | <u>Modo</u>       |
|------------------------|-------------------|
| Control de Flujo       | P + I             |
| Control de Nivel       | P ó P + I         |
| Control de Presión     | P + I             |
| Control de Temperatura | P + I ó P + I + D |

Dónde:

|    |              |
|----|--------------|
| P: | Proporcional |
| I: | Integral     |
| D: | Derivativo   |

A menos que se indique lo contrario, en general, todos los lazos y funciones de control deben incluir indicaciones de la variable de proceso (PV), punto de ajuste o “set point” (SP) y salida del controlador. El punto de ajuste o “set point” deberá ser ajustable por operador, y el paso manual-automático deberá ser bumpless (sin sobresaltos) en la válvula, es decir “PV Tracking”.

### 6.3 Escalas de medición

Para instrumentos de medición de variables de proceso, la graduación de escalas a utilizar para indicación y/o registro deben ser:

| <u>Variable</u> | <u>Tipo de Escala</u>                                 |
|-----------------|---|
| Flujo           | Raíz cuadrada (0-10) o Lectura directa según el tipo. |
| Nivel           | 0-100% nivel  |
| Presión         | Lectura directa                                       |
| Temperatura     | Lectura directa                                       |

### 6.4 Comunicación de Instrumentos

Los transmisores a ser empleados para control básico de procesos, que trabajen con el DCS serán de tipo 4 a 20 mA + Hart; mientras que aquellos que trabajen con sistemas SIS (ESD, BMS, F&G) serán de tipo 4-20 mA +HART en sistema de 2 hilos, 24 Vcc.<sup>1</sup>

### 6.5 Instrumentos de Flujo

Cada selección de medición de flujo debe ser realizada cuidadosamente para emplear los tipos de instrumentos más apropiados, tomando en cuenta el fluido, las condiciones de proceso y el ambiente



## TÉRMINOS DE REFERENCIA

de ubicación del instrumento.

Todos los sistemas y equipos de medición de flujo deben cumplir con las normas apropiadas.

La selección del tipo de medidor de flujo debe estar basada en los requerimientos de exactitud, rangeabilidad, ubicación, propiedades del fluido, pulsaciones, mantenimiento y costo.

Para la selección correcta de los rating y materiales, se deben verificar los requerimientos de las normas aplicables (NACE MR-0103, etc.), requerimientos de protección por corrosión y abrasión según el grupo de Procesos y/o requerimientos particulares.

La selección y dimensionamiento de la instrumentación para medición de flujo se debe realizar de acuerdo con ASME "Fluid Meters, Their Theory and Application".

### 6.6 Instrumentos de Nivel

La selección de tecnologías de los instrumentos para medición de nivel de líquidos dependerá de las condiciones del servicio y la precisión requerida en la medición.

Los materiales, los límites de presión y temperatura de las partes húmedas de los instrumentos se seleccionarán de acuerdo con los requerimientos de la especificación de tuberías.

Las conexiones de los instrumentos de nivel a los equipos del proceso, serán localizadas donde las mediciones no sean afectadas por causa de los impactos de las corrientes del proceso que fluyen hacia los equipos, ni por causa de los movimientos de oleaje o de agitación de productos dentro de los equipos.

Los instrumentos de nivel deben ser tipo montaje externo.

Las conexiones de los instrumentos de nivel, en lo posible, deben estar directamente en el recipiente y no a líneas de flujo de proceso.

Los transmisores deberán ser como mínimo IP55 (NEMA 4X) y certificados para la clasificación de área eléctrica (Explosión Proof. o Seguridad Intrínseca).

Los transmisores deberán ser especificados con indicación local, con una escala de 0-100%.

### 6.7 Instrumentos de Presión

Se deben utilizar transmisores de presión para la medición continua, control y/o registro de presión.

Se deben utilizar indicadores de presión (manómetros) para la indicación local. Se utilizarán interruptores de presión para la detección de condiciones anormales de presión en el proceso ó





## TÉRMINOS DE REFERENCIA

servicios auxiliares, y para control y protección de equipos. Ejemplo: presión de aceite, sello de bombas, aire de purga de equipos, succión y descarga de bombas, etc.

El material del elemento sensor de presión será acero inoxidable 316 como mínimo, a menos que se especifique otro tipo de material para resistir las condiciones del fluido. Los sellos tipo diafragmas, deberán ser usados en los casos dónde sea necesario.

El rango del transmisor será seleccionado tal que la presión normal de operación se encuentre entre un 40% y un 75% del rango, y que la presión máxima no exceda el tope del rango. Los rangos serán especificados de acuerdo a los estándares del fabricante.

El rango de indicación ó escala del manómetro debe ser seleccionada tal que, la presión normal de operación se encuentre entre un 40% y un 60% de la escala, y que la presión máxima no exceda el tope de la escala.

### 6.8 Instrumentos de Temperatura

El elemento primario de medición de temperatura debe estar basado en uno de los siguientes tipos:

- Bimetálico
- Termocupla
- Tipo Resistencia
- Bulbo lleno de líquido

Deben ser utilizados transmisores de temperatura para la medición continua, control y/o registro de temperatura. El elemento sensor de temperatura de preferencia deben ser termocuplas o una RTD Pt-100 de tres hilos; dependiendo del rango de temperatura que se desee medir. En los puntos de medición fiscal se debe instalar RTD de cuatro hilos clase 1.

Donde la medición de temperatura sea fuera de los límites de una RTD, las termocuplas podrán ser especificadas. Las termocuplas debe tener una junta caliente conectada a tierra y deberán ser ISA tipo K para temperaturas de  $-20^{\circ}\text{C}$  a  $1000^{\circ}\text{C}$ , tipo T serán usadas para servicio criogénico y tipo B o S para temperaturas mayores a  $1000^{\circ}\text{C}$ .

Los sensores tipo bimetálicos serán usados para indicación de temperatura local.

### 6.9 Válvulas de Control

La selección de tipos y modelos de las válvulas de control debe hacerse con un criterio de mínima diversidad, con miras a facilitar su compra y minimizar la variedad de partes de repuesto.

Las válvulas de control deben ser con actuadores de tipo diafragma ó pistón, con posicionador electrónico.

El conjunto actuador posicionador de las válvulas de control debe operar en un rango de señal neumática de 3 - 15 psig (0.2 - 1.0 Kg. /cm<sup>2</sup>) para el desplazamiento total de la válvula.





## TÉRMINOS DE REFERENCIA

La velocidad de apertura o cierre debe ser evaluada en aquellos casos que se tenga un requerimiento específico del proceso.

Los materiales y el rating de las válvulas de control serán determinados por la especificación de tuberías correspondiente a la línea. El material del asiento debe ser generalmente de stellite y/o acero inoxidable como mínimo.

El requerimiento de accesorios particulares para las válvulas debe ser definido en ESTA fase de ingeniería, cuando se tengan desarrollados los diagramas de instrumentación y tuberías.

Todas las válvulas de control deben ser provistas de posicionadores de tipo electro neumático y deben ser especificadas de acuerdo a la clasificación de área.

### 6.10 Válvulas de Alivio

Las válvulas de alivio deben ser seleccionadas y dimensionadas de acuerdo a las normas aplicables a recipientes y líneas (ASME, API, etc.).

Los cálculos asociados a válvulas de seguridad y alivio deben ser según la norma aplicable y en el caso de instalaciones donde hay hidrocarburos, según los requerimientos del proyecto, también se calcularán por condición de fuego según la norma API.

### 6.11 Analizadores

Los proveedores de analizadores del Proyecto serán responsables del diseño del analizador propiamente dicho en función a las características técnicas dadas, características de la medición que se desea realizar, el punto de muestreo, la muestra, etc; así también deberá diseñar los sistemas de muestreo y acondicionamiento de muestra, y generar las especificaciones para que el mismo se comunique con la sala de control, laboratorio, etc; preferentemente usando fibra óptica con protocolo Modbus TCP. Deberan tener un display local.