

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

DISEÑO DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN Y CONTROL DE USO DE COMBUSTIBLES PARA LAS CENTRALES DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA DEL S.N.I.

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

DANIEL PATRICIO BORJA SALAZAR

danielborsal@hotmail.com

DIRECTOR: DR. LUIS CORRALES

Luisco5049@yahoo.com

Quito, noviembre, 2009.

DECLARACIÓN

Yo Daniel Patricio Borja Salazar, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o certificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Daniel Borja Salazar

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Daniel Patricio Borja Salazar, bajo mi supervisión.

Dr. Luis Corrales
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

- A mis padres, a mis hermanos y todas aquellas personas que me brindaron su apoyo y aliento en todos y cada uno de los momentos difíciles de mi vida.
- A la Escuela Politécnica Nacional y especialmente a mi querida Facultad de Ingeniería Eléctrica.
- Al Dr. Luis Corrales por brindarme sincero interés y dedicación en la supervisión de este proyecto de titulación.
- A mis compañeros de trabajo y todas las personas que de una u otra manera han estado a mi lado aportando sus conocimientos y han hecho posible la realización de este proyecto.
- Un agradecimiento especial a todos los profesores de la carrera de Electrónica y Control, ya que con su dedicada labor profesional engrandecen cada día el nombre la Facultad.

Daniel Borja Salazar.

DEDICATORIA

- Para mis padres, a mis hermanos por todo su apoyo y la fuerza que me han dado, gracias por estar siempre conmigo porque son lo más importante para mí.
- Para mis familiares que de una u otra forma han estado apoyándome durante mi vida universitaria.
- Para todos mis amigos de la universidad, en especial para Elizabeth.
- “Yo mismo no hago cuenta de haberlo ya alcanzado; pero una cosa hago: olvidando ciertamente lo que queda atrás, y extendiéndome á lo que está delante, prosigo al blanco, al premio del soberano mandamiento de Dios en Cristo Jesús”.

Filipenses 1-3.

Daniel Borja Salazar.

RESUMEN

El objeto del presente proyecto, es el diseño de un sistema de medición y control de uso de los combustibles aplicable a todas las centrales de generación termoeléctrica que actualmente operan en el país y forman parte del Sistema Nacional Interconectado.

En el primer capítulo, se presenta una evaluación sobre la situación actual de la generación termoeléctrica en el país, consumo y precios de los combustibles. Adicionalmente se realiza una breve explicación sobre los diferentes tipos de generación termoeléctrica utilizados en las centrales generadoras, distribuidoras y autogeneradoras.

En función de la clasificación anterior, se determinan los requerimientos de medición tanto de flujo como de nivel, así como los instrumentos y equipos a utilizar para el monitoreo de las variables de interés del presente proyecto.

Posteriormente, se plantea una solución para la implementación del sistema de medición y control de uso de combustibles para cada uno de los tipos de centrales termoeléctricas que actualmente se encuentran operando en el país.

En el capítulo 4, se realiza una descripción sobre los requerimientos mínimos a tomar en cuenta para la implementación del sistema de control SCADA local y de las interfaces hombre-máquina.

En el capítulo 5, se presentan la normativa sobre los procedimientos técnicos eléctricos y mecánicos a tomar en cuenta en el momento de realizar los trabajos de montaje de los instrumentos y equipos necesarios para cubrir los requerimientos de medición. Adicionalmente se presenta una guía para la determinación de las áreas clasificadas dentro de cada planta.

Mediante la implementación del sistema de medición y control de combustibles por parte de cada agente generador, distribuidor o autogenerador que actualmente está operando en el país y forma parte del Sistema Nacional Interconectado, se posibilita que el estado a través de los entes reguladores: CENACE, DNH, PETROCOMERCIAL entre otros, obtenga un mayor control sobre el uso de los combustibles en el sector eléctrico, evitando así el robo y malgaste de los recursos hidrocarburíferos. Con lo cual se alcanzaría un ahorro económico notable tomando en cuenta el subsidio que existe sobre la venta de estos recursos.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES

1.1	INTRODUCCIÓN	11
1.2	GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL ECUADOR.....	12
1.2.1	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	12
1.2.2	CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	13
1.2.3	ÍNDICES DE RENDIMIENTO	14
1.3	TIPOS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	16
1.3.1	GENERACIÓN MEDIANTE UNIDADES A VAPOR.....	16
1.3.2	GENERACIÓN MEDIANTE TURBINAS A GAS.....	20
1.3.3	GENERACIÓN MEDIANTE UNIDADES DE CICLO COMBINADO	23
1.3.4	GENERACIÓN MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA.....	27

CAPÍTULO 2 ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

2.1	NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES	32
2.2	MEDICIÓN DE FLUJO	33
2.2.1	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	33
2.3	MEDICIÓN DE NIVEL	47
2.3.1	SISTEMA RTG (RADAR TANK GAUGING)	49

CAPÍTULO 3 DISEÑO DE LA SOLUCIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE COMBUSTIBLES

3.1	CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A VAPOR.....	56
3.1.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	56
3.2	CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A GAS Y DE CICLO COMBINADO	64
3.2.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	65
3.2.2	CENTRALES QUE UTILIZAN GAS NATURAL	65
3.2.3	CENTRALES QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	67
3.3	CENTRALES TERMOELÉCTRICAS MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	73
3.3.1	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	73
3.3.2	CENTRALES QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES PESADOS.....	76
3.3.3	CENTRALES QUE UTILIZAN DIESEL.....	83

CAPÍTULO 4 ARQUITECTURA Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA SCADA

4.1	ARQUITECTURA DEL SISTEMA	88
4.1.1	ELEMENTOS DEL SISTEMA SCADA.....	90
4.1.2	NIVEL DE CAMPO	91
4.1.3	SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS.....	94
4.1.4	SISTEMA DE COMUNICACIONES	96
4.1.5	HARDWARE Y SOFTWARE DEL SCADA	97
4.1.6	CENTRO DE CONTROL	111

CAPÍTULO 5 NORMATIVAS Y PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS GENERALES DE TRABAJO

5.1	PROCEDIMIENTOS ELÉCTRICOS.....	112
5.1.1	PLANOS	112
5.1.2	CABLES Y ALAMBRES (600 Voltios o menor).....	113
5.1.3	PRUEBAS DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.....	115
5.1.4	PUESTA A TIERRA	116
5.1.5	TRABAJOS ELÉCTRICOS.....	117
5.2	PROCEDIMIENTOS MECÁNICOS	124
5.2.1	CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES.....	125
5.2.2	REQUERIMIENTOS DE DISEÑO.....	125
5.2.3	VÁLVULAS	127
5.2.4	TRABAJOS MECÁNICOS.....	133
5.3	CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS	138
5.3.1	DEFINICIONES	139
5.3.2	MÉTODO DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.....	141
5.3.3	CRITERIOS PARA DEFINIR LA EXTENSIÓN DE LAS ÁREAS CLASIFICADAS	144

CAPÍTULO 6 PRESUPUESTOS REFERENCIALES

6.1	ALCANCE.....	150
6.2	CENTRAL TERMOELÉCTRICA A VAPOR.....	151
6.3	CENTRAL TERMOELÉCTRICA A GAS.....	151
6.4	CENTRAL TERMOELÉCTRICA MCI.....	152

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1	CONCLUSIONES	164
7.2	RECOMENDACIONES	165

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		167
-----------------------------------------	--	------------

ANEXOS

ANEXO No. 1	
PLANOS Y DIAGRAMAS	170
ANEXO No. 2	
CRONOGRAMAS DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO	180
ANEXO No. 3	
HOJAS DE DATOS ISA.....	186
ANEXO No. 4	
RESUMEN DE BUSES DE CAMPO	193
ANEXO No. 5	
ESTÁNDARES ELÉCTRICOS INDUSTRIALES.....	197

CAPÍTULO 1.

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

Mientras que la máquina de vapor fue inventada por el ingeniero escocés James Watt en 1769, la turbina de vapor como se conoce en la actualidad, fue el resultado del trabajo de una serie de inventores a finales del siglo XIX, entre los que destacaron Carl De Laval, quien fue el primero (en 1884) en diseñar chorros y palas adecuados para el uso eficiente de la expansión del vapor y Charles Parsons, responsable del denominado principio de escalones, mediante el cual se aprovecha la variación de energía interna del vapor al expandirse en varias fases, aprovechándose su energía en cada una de ellas.

El proceso de generación termoeléctrica consiste en la utilización de la energía térmica liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles: como derivados del petróleo, gas natural o carbón, en una cámara diseñada para tal efecto. Este calor es utilizado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Este tipo de generación eléctrica es contaminante. En general las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles derivados del petróleo se caracterizan por la predominancia de las emisiones de CO_x hacia la atmósfera, la contaminación térmica y auditiva.

En el país, los combustibles utilizados son: bunker C, crudo residual, fuel oil #4, diesel, nafta y gas natural. Considerando el subsidio que existe para la venta de combustibles al sector eléctrico y la falta de control del uso de los mismos, es necesaria la implementación de un sistema de gestión y control que permita la optimización del consumo de los recursos. Este es el objetivo de este proyecto.

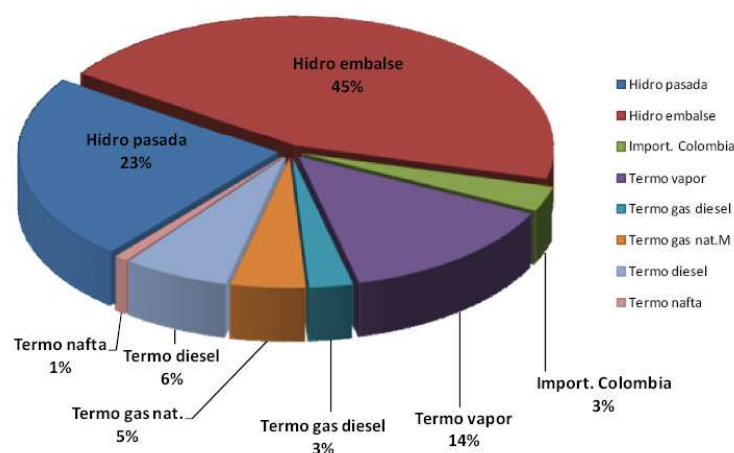
1.2 GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN EL ECUADOR

1.2.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La producción de energía eléctrica durante el 2008 ha sido de 16.348 GWh, incluidos 33,11 GWh de exportación a Colombia. Esta generación ha tenido la siguiente composición:

- Energía hidroeléctrica: 11.119,8 GWh (68%).
- Energía termoeléctrica mediante turbinas a vapor: 2.289,1 GWh (14%).
- Energía termoeléctrica mediante motores de combustión interna: 1083,6 GWh (6%).
- Energía termoeléctrica mediante turbinas a diesel y nafta: 580,8 GWh (4%).
- Energía termoeléctrica mediante turbinas a gas natural: 764,8 GWh (5%).
- Importación de energía desde Colombia: 509,6 GWh (3%).

Esta producción de energía eléctrica, expresada en porcentaje, se aprecia en la Figura 1.1.



Fuente: CONELEC; "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2008"

Figura 1.1 Composición de la producción total de energía bruta

1.2.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

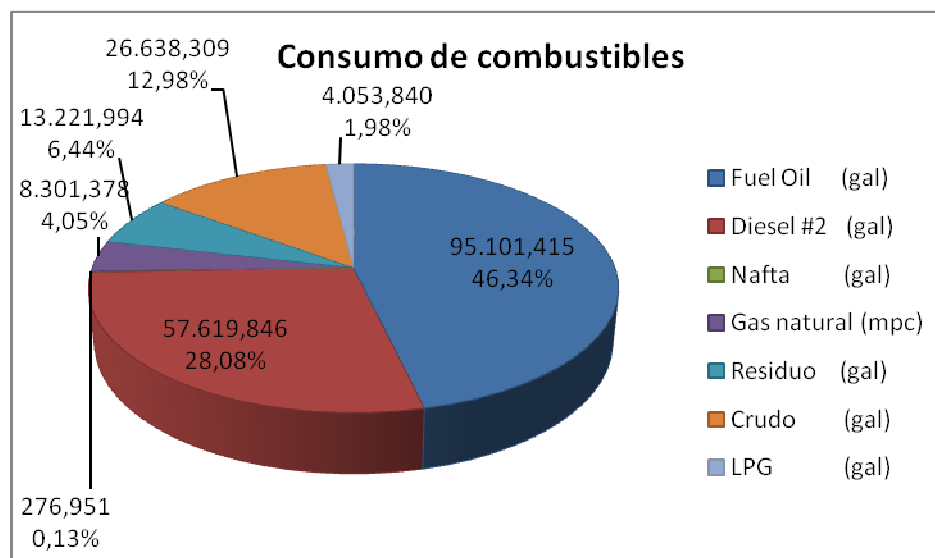
La Tabla 1.2 muestra el total de combustible consumido por las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras para el primer semestre del año 2008.

Consumo de combustible por tipo de empresa							
Tipo de empresa	Fuel Oil (gal)	Diesel #2 (gal)	Nafta (gal)	Gas natural (mpc)	Residuo (gal)	Crudo (gal)	LPG (gal)
Generadora	91.427,840	17.412,599	276,951	4.600,424	9.646,973	-	-
Distribuidora	3.673,575	2.727,216	-	-	-	-	-
Autogeneradora	-	37.480,031	-	3.700,954	3.575,021	26.638,309	4.053,840
TOTAL	95.101,415	57.619,846	276,951	8.301,378	13.221,994	26.638,309	4.053,840

Fuente: CONELEC; "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, primer semestre 2008"

Tabla 1.2 Consumo de combustibles por tipo de empresa

Este consumo de combustibles, expresado en porcentaje, se aprecia en la Figura 1.2.



Fuente: CONELEC; "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, primer semestre 2008"

Figura 1.2 Consumo total de combustibles

1.2.3 ÍNDICES DE RENDIMIENTO

Los índices de rendimiento de unidades de generación y factores de planta de las centrales térmicas, se han unificado con la introducción del concepto de Toneladas Equivalentes de Petróleo TEP (equivalente que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía eléctrica en lugar del combustible normalmente utilizado, o de la misma energía); esto ayuda a tener una mayor visión sobre el rendimiento de cada una de las unidades de generación, como en el caso de aquellas unidades que utilizan dos o más tipos de combustibles, ya sea para su arranque o para su operación normal. La Tabla 1.2 ilustra las equivalencias con respecto a los combustibles utilizados por las centrales térmicas que operan en el Ecuador y el consumo de combustibles expresado en TEP.

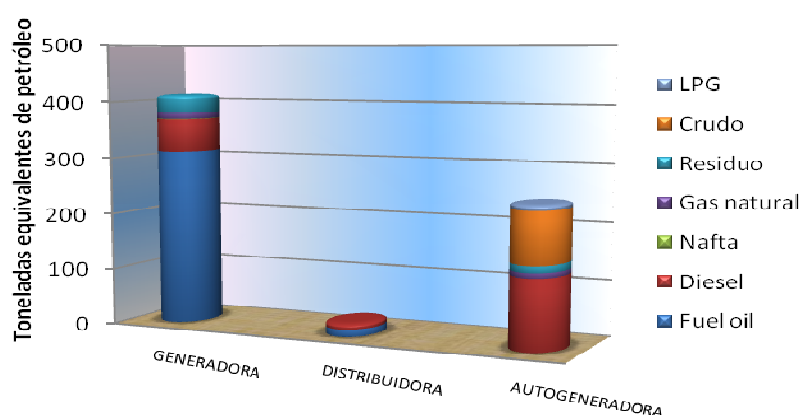
COMBUSTIBLE	UNIDAD	CANTIDAD	TEP	TEP	COMBUSTIBLE	CANTIDAD	UNIDAD
Fuel Oil	Gl	1	0,00340474	1	Fuel Oil	293,708	Gl
Diesel #2	Gl	1	0,0033023	1	Diesel #2	302,819	Gl
Nafta	Gl	1	0,00290711	1	Nafta	343,984	Gl
Gas natural	mpc	1	0,00222788	1	Gas natural	448,857	mpc
Crudo	Gl	1	0,00340474	1	Crudo	293,708	Gl
Residuo	Gl	1	0,0033023	1	Residuo	302,819	Gl
Bagazo de caña	Tn	1	0,18199748	1	Bagazo de caña	5,495	Tn
LPG	Gl	1	0,00204762	1	LPG	488,372	Gl

mpc: miles de pies cúbicos; Tn: Toneladas de bagazo de caña; LPG: Gas licuado de petróleo

Fuente: CONELEC; "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, primer semestre 2008"

Tabla 1.2 Equivalencia de combustibles en TEP

El consumo de combustibles, expresado en Toneladas Equivalentes de Petróleo, se aprecia en la Figura 1.3.



Fuente: CONELEC; "Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, primer semestre 2008"

Figura 1.3 Consumo de combustibles en TEP

La Tabla 1.3 muestra los precios referenciales de venta de combustibles a los agentes generadores, desde el 2006 hasta el 2008, información proporcionada por Petrocomercial.

Periodo	Tipo	Precio Terminal (US\$ ¢/gal)	Comercialización			Total	
			(%)	(US\$ ¢/gal)	IVA	(US\$ ¢/gal)	(US\$/bbl)
					(US\$ ¢/gal)		
01-Ene-06 : 09-Ene-08	Diesel 2	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Fuel Oil	69.44	2%	1.3888	0.1667	70.9955	29.8181
	Nafta B.O.	73.3264	2%	1.4665	0.1760	74.9689	31.4869
	Diluyente mezcla	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Residuo	29.3334	2%	0.5867	0.0704	29.9905	12.5960
10-Ene-08 : 12-Jun-08	Diesel 2	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Fuel Oil	69.44	2%	1.3888	0.1667	70.9955	29.8181
	Nafta*	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Diluyente mezcla	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Residuo	29.3334	2%	0.5867	0.0704	29.9905	12.5960
13-Jun-08 :	Diesel 2	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Fuel Oil	69.44	2%	1.3888	0.1667	70.9955	29.8181
	Nafta B.O.**	65.47	2%	1.3094	0.1571	66.9365	28.1133
	Diluyente mezcla	90.0704	2%	1.8014	0.2162	92.0880	38.6770
	Residuo	29.3334	2%	0.5867	0.0704	29.9905	12.5960

Art. 12,13,14 y 15 D. E. 338 DE 25-JUL-05 y para * D.E. 862 de 10 enero de 2008, ** Art 1. D.E. 1136 de 13 de Junio de 2008
Fuente: www.petrocomercial.com

Tabla 1.3 Precios referenciales de combustibles

1.3 TIPOS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Los principales métodos de generación utilizados en las centrales termoeléctricas instaladas en el país son los siguientes:

- Generación mediante unidades a vapor.
- Generación mediante unidades a gas.
- Generación mediante unidades de ciclo combinado.
- Generación mediante motores de combustión interna.

1.3.1 GENERACIÓN MEDIANTE UNIDADES A VAPOR

El principio de funcionamiento general de este tipo de centrales se basa en el ciclo termodinámico de Rankine⁽¹⁾, mediante el cual se utiliza la energía térmica liberada por el vapor de agua producido en una caldera a alta presión, para mover una turbina y generar energía eléctrica.

Los principales combustibles utilizados son: crudo residual, fuel oil #6 dosificado con diesel y fuel oil #4; el diesel también es utilizado para las operaciones de encendido, apagado y mantenimiento de las unidades.

Independientemente de cuál sea el combustible que se utilice, el esquema de funcionamiento de una central termoeléctrica a vapor es el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que se da al combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según el tipo de combustible empleado.

1.3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La Figura 1.4 muestra el proceso de generación termoeléctrica a vapor, utilizado en las centrales térmicas convencionales.

(1) Principio termodinámico formulado por el físico William J. Macquorn Rankine (1820-1872)

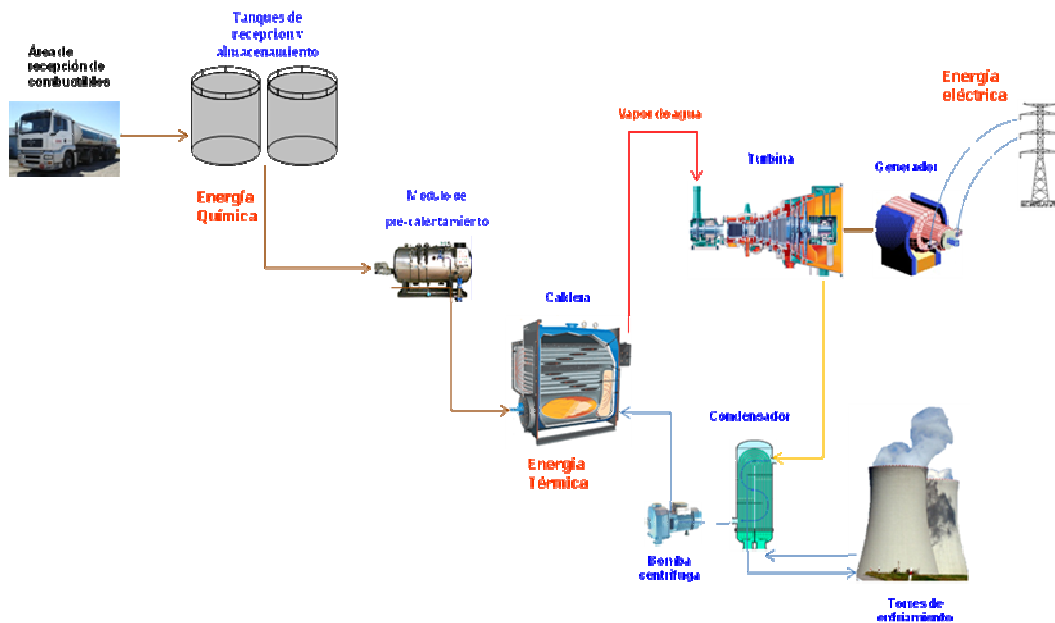


Figura 1.4 Esquema del proceso de una central termoeléctrica a vapor

1.3.1.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLES

La recepción de combustibles se realiza mediante buque-tanque, auto-tanque o líneas de oleoducto. Las tuberías de recepción varían el diámetro nominal entre 6" y 14". La descarga se realiza a través de sistemas de bombeo hacia los tanques de almacenamiento. En su mayoría las centrales disponen de cuatro tanques: el primero es de recepción, dos tanques para consumo diario y uno para recepción y almacenamiento de diesel utilizado en las operaciones de encendido, apagado y mantenimiento de la caldera.

Para permitir el transporte del combustible por las tuberías se tienen sistemas de calentamiento a vapor, los cuales circulan mediante serpentines instalados recubriendo las tuberías. Adicionalmente el vapor ingresa a los tanques de almacenamiento para mantener caliente el combustible, evitando que se solidifique.

1.3.1.1.2 MÓDULOS DE PRE-CALENTAMIENTO

Proveniente de los tanques para consumo diario, el combustible ingresa a los módulos de pre-calentamiento mediante un intercambiador de calor que utiliza vapor.

En estos módulos, el combustible obtiene una temperatura mayor a 100 °C y una viscosidad mayor a 130 SSU⁽¹⁾, condiciones necesarias antes de ingresar a los quemadores de la caldera.

1.3.1.1.3 CALDERA

El combustible acondicionado en temperatura y viscosidad, ingresa a los quemadores de la caldera para producir la combustión en una cámara diseñada para tal efecto. La energía calorífica generada convierte a su vez, en vapor a alta temperatura y presión el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que recubren las paredes de la caldera. Gracias a la alta presión en los tubos de la caldera, el vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C (vapor recalentado).

1.3.1.1.4 TURBINA Y GENERADOR

El vapor de agua generado en la caldera, ingresa a gran presión en la turbina a través de un sistema de tuberías.

Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

(1) SSU, Segundos Saybolt Universal (determinación de la viscosidad por el método de Saybolt).

La turbina está compuesta por tres cuerpos: de alta, media y baja presión, respectivamente, unidos por un mismo eje. La Figura 1.5 muestra una turbina a vapor típica.

El primer cuerpo, de alta presión está conformado por centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes de mayor tamaño que los anteriores, por último el cuerpo de baja presión posee álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se van haciendo más grandes cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma.

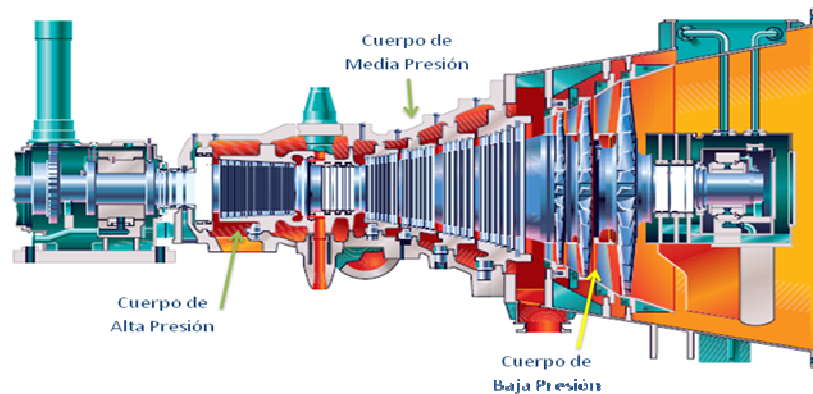


Figura 1.5 Composición de una Turbina a vapor

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de los cuerpos de la turbina, haciendo girar el rotor de la misma que se mueve solidariamente con el rotor del generador, produciendo así energía eléctrica. Esta es vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de los transformadores.

1.3.1.1.5 CONDENSADOR

El vapor utilizado, después de accionar las turbinas, pasa a la fase líquida en el condensador. Aquí a muy baja presión (vacío) y una temperatura entre 30 °C y 40 °C, el vapor es refrigerado mediante un sistema que inyecta agua fría por la superficie del condensador, el calor latente de condensación del vapor de agua es

absorbido por el agua de refrigeración, que lo entrega al aire del exterior a través de las torres de enfriamiento.

Posteriormente, el agua obtenida es impulsada a alta presión por medio de bombas centrífugas hacia la caldera, a fin de reiniciar el ciclo productivo.

Las ventajas principales de estas centrales son:

- Gran producción de energía eléctrica
- Buena estabilidad.
- Costo de producción bajo.

Las principales desventajas de estas centrales son: los altos índices de contaminación térmica, solucionados con la utilización de las torres de enfriamiento, y la necesidad de una fuente de abastecimiento de agua.

1.3.2 GENERACIÓN MEDIANTE TURBINAS A GAS

El proceso de generación mediante turbinas a gas, obtiene su energía del calor suministrado por los gases producto de la combustión de diferentes tipos de combustibles en una cámara especial. Se trata sin embargo, en esencia de un motor térmico de combustión interna.

1.3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La Figura 1.6 muestra el proceso de generación termoeléctrica mediante unidades a gas en lazo abierto.

1.3.2.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN

El proceso de generación de energía eléctrica en una central mediante turbinas a gas, comienza con la recepción de combustibles a través de tuberías

de diámetro nominal variable entre 2" y 6". Se utilizan tres tipos de combustibles: diesel, nafta y gas natural.

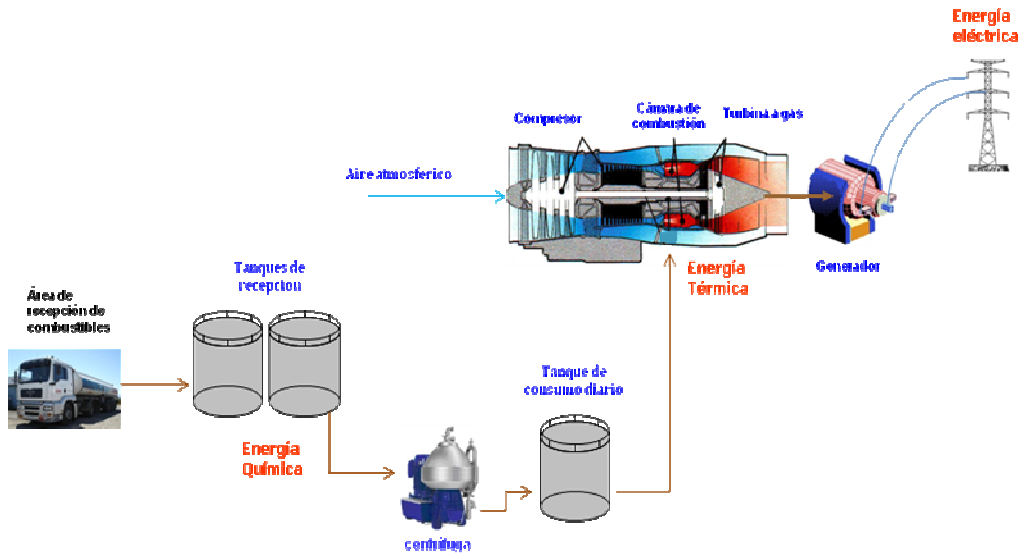


Figura 1.6 Esquema del proceso de una central termoelectrica a gas

Si la central utiliza gas natural, el combustible recibido es atomizado e ingresa directamente hacia la cámara de combustión, donde se mezclará con aire comprimido para realizar la combustión.

Si los combustibles utilizados son diesel o nafta, son transferidos mediante bombas centrífugas hacia los tanques de recepción.

1.3.2.1.2 ÁREA DE PURIFICACIÓN

El combustible proveniente de los tanques de recepción, ingresa a los módulos de purificación conformados por separadoras centrífugas, para luego ser almacenado en los tanques de consumo diario.

1.3.2.1.3 CÁMARA DE COMBUSTIÓN Y TURBINA A GAS

El combustible purificado, proveniente de los tanques de consumo diario, ingresa a la cámara de combustión, donde se mezclará con aire comprimido para realizar la combustión.

Las unidades de generación operadas con turbinas a gas, en su forma más simple requieren cuatro componentes básicos:

- Compresor
- Cámara de combustión
- Turbina
- Generador

La Figura 1.7 muestra una turbina a gas típica con sus partes constitutivas.

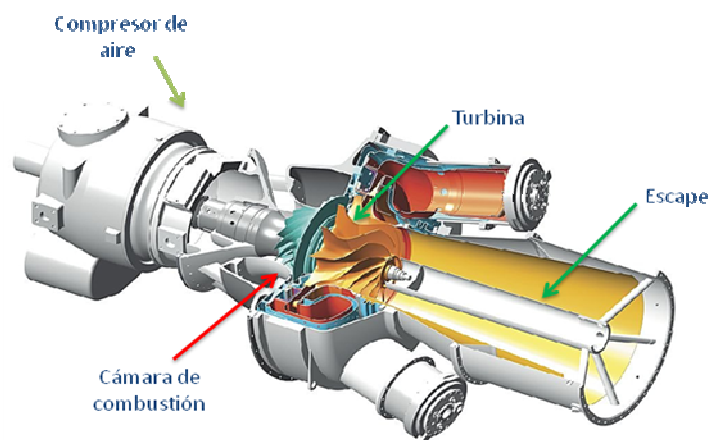


Figura 1.7 Composición de una Turbina a gas

1.3.2.1.3.1 COMPRESOR

El aire captado de la atmósfera es comprimido en un compresor, el cual es movido por la turbina, para posteriormente ser utilizado para dos propósitos: proporcionar el oxígeno necesario para la combustión y como suministro de aire de enfriamiento para ciertas partes de la turbina como las toberas, cámara de combustión, elemento de transición, etc.

1.3.2.1.3.2 CÁMARA DE COMBUSTIÓN

El aire comprimido ingresa a la cámara de combustión en la que se quema el combustible, que eleva la temperatura y aumenta de volumen a presión constante. En estas condiciones el aire está listo para ingresa a la turbina.

Los gases producto de la combustión ingresan a la tobera, donde se transforma la energía térmica en energía cinética, la cual es lanzada contra los álabes de la turbina produciendo trabajo mecánico. Las toberas son elementos fijos, que permiten además dirigir los gases de acuerdo al ángulo de los álabes de la turbina.

La turbina tiene temperaturas de salida de los gases de combustión entre 400 °C y 600 °C y un caudal de gases de combustión de 12 kg/h por kW. Estas dos características hacen que sea más fácil el aprovechamiento del calor de los gases de escape.

El movimiento del eje de la turbina es transmitido al rotor del generador produciéndose la energía eléctrica.

Las ventajas principales de estas centrales son:

- Producción limpia, con índices de contaminación no considerables.
- No necesita un abastecimiento grande de agua.

La mayor desventaja de estas centrales, es el consumo de aproximadamente el 70% de su rendimiento internamente debido al trabajo realizado por la turbina para mover el compresor.

1.3.3 GENERACIÓN MEDIANTE UNIDADES DE CICLO COMBINADO

La generación de energía eléctrica mediante unidades de ciclo combinado hace referencia a la co-existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo

sistema, el primer ciclo convencional utilizando vapor de agua y el segundo ciclo utilizando gas producto de una combustión. Con ello se consigue rendimientos termoeléctricos del orden del 55%, muy superior al de las plantas convencionales aclarando que dicho rendimiento se consigue cuando la central genera a máxima capacidad, pues se sabe que las turbinas térmicas bajan su rendimiento al bajar la potencia de trabajo.

1.3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La Figura 1.8 muestra el proceso de generación termoeléctrica mediante unidades de ciclo combinado.

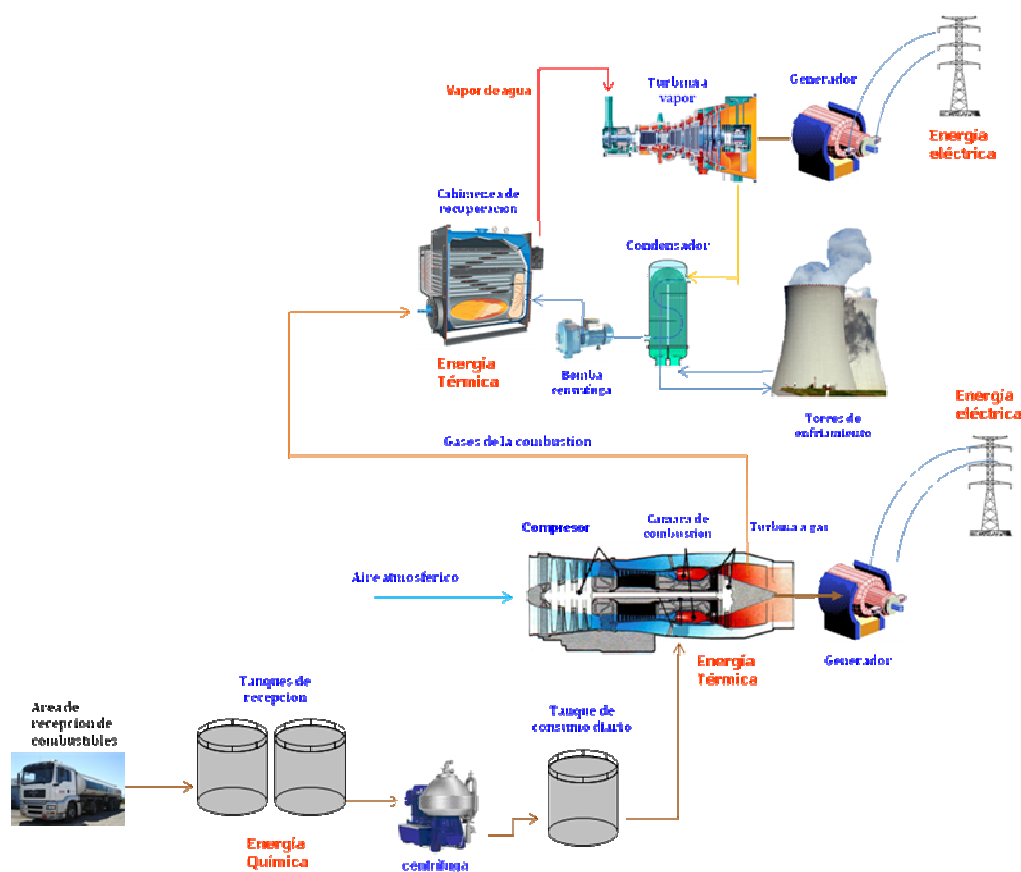


Figura 1.8 Esquema del proceso de una central termoeléctrica de ciclo combinado

1.3.3.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN

El proceso de generación de energía eléctrica en una central de ciclo combinado comienza con la recepción de combustibles a través de tuberías de diámetro nominal variable entre 2" y 4". Se utilizan dos tipos de combustibles: diesel o gas natural.

Si la central utiliza gas, el combustible receptado es atomizado e ingresa directamente hacia la cámara de combustión, donde se mezclará con aire comprimido para realizar la combustión.

Si el combustible utilizado es diesel, es transferido mediante bombas centrífugas hacia los tanques de recepción.

1.3.3.1.2 ÁREA DE PURIFICACIÓN

El combustible proveniente de los tanques de recepción, ingresa a los módulos de purificación conformados por separadoras centrífugas para luego ser almacenado en los tanques de consumo diario.

1.3.3.1.3 CÁMARA DE COMBUSTIÓN Y TURBINA A GAS

El combustible purificado, proveniente de los tanques de consumo diario, ingresa a la cámara de combustión donde se mezclará con aire comprimido para realizar la combustión.

El resultado es un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas proporcionando trabajo. El generador acoplado a la turbina transforma este trabajo mecánico en energía eléctrica.

1.3.3.1.4 CHIMENEA RECUPERADORA Y TURBINA A VAPOR

Los gases de escape que salen de la turbina pasan a la chimenea recuperadora de calor (HRSG). En esta chimenea se extrae la mayor parte del calor aún disponible en los gases de escape y se transmiten al ciclo de agua-vapor antes de pasar a la atmósfera.

La chimenea de recuperación se divide en tres áreas de intercambio de calor:

- Economizador.- Está ubicado en la parte superior de la chimenea, es utilizado para recalentar el agua hasta el punto de saturación.
- Evaporador.- Está ubicado en la zona intermedia de la chimenea, transforma el agua en vapor.
- Recalentador.- Está ubicado en la parte inferior de la chimenea, zona donde la temperatura es más alta, producto de que está cerca de la salida de la turbina de gas. Se utiliza para calentar el vapor hasta la temperatura entre 500 °C y 600 °C, para luego ser enviado hacia la turbina a vapor.

El vapor recalentado es inyectado en la turbina a vapor donde se expande en las filas de álabes haciendo girar el eje lo que genera trabajo, el cual es transformado en energía eléctrica en el generador acoplado a la turbina de vapor.

El vapor utilizado proveniente de la turbina, ingresa a un condensador donde se transforma en agua. Este condensador es enfriado mediante un sistema de inyección de agua fría por la superficie, lo que ocasiona la disipación del calor latente contenido en el vapor a través de las torres de enfriamiento.

Posteriormente, el agua ingresa a un desgasificador/tanque de agua de alimentación. En el desgasificador se eliminan todos los gases no condensables, el tanque envía a través de bombas centrífugas, el agua a alta presión hacia la chimenea de recuperación, para iniciar nuevamente el ciclo productivo.

Las ventajas principales de estas centrales son:

- Mayor rendimiento térmico.
- Elevados márgenes de beneficio.

Las principales desventajas son las producidas por la turbina de vapor, ya que las producidas por la turbina de gas no son considerables.

1.3.4 GENERACIÓN MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

La generación de energía eléctrica mediante motores de combustión interna (grupos electrógenos) por sus ventajas técnicas y económicas con respecto a las anteriores: menor tamaño, bajos costos de producción, mayor rendimiento térmico, es ampliamente utilizada por las centrales generadoras del país.

1.3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La Figura 1.9 muestra el proceso de generación termoeléctrica mediante motores de combustión interna.

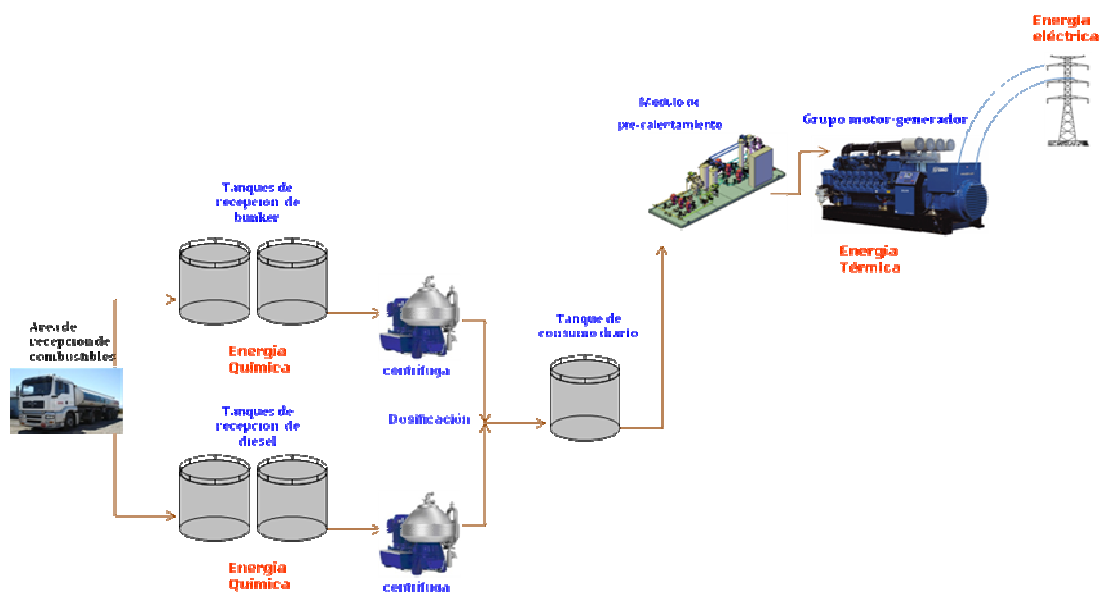


Figura 1.9 Esquema del proceso de una central termoeléctrica mediante motores de combustión interna.

1.3.4.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN

La recepción de combustibles se realiza mediante auto-tanque, las tuberías de recepción varían el diámetro nominal entre 2" y 4". La descarga se realiza a través de sistemas de bombeo hacia los tanques de recepción.

Si el combustible utilizado es bunker C o fue oil #4, para mejorar su fluidez, se tienen sistemas de calentamiento a vapor, los cuales circulan mediante serpentines instalados recubriendo las tuberías. Adicionalmente el vapor ingresa a los tanques de almacenamiento para mantener caliente el combustible, evitando que solidifique.

1.3.4.1.2 MÓDULOS DE PURIFICACIÓN

El combustible proveniente de los tanques de recepción, ingresa a los módulos de purificación conformados por separadoras centrífugas, para luego ser almacenado en los tanques intermedios.

Si la central utiliza diesel para la generación eléctrica, el combustible pasa directamente hacia los inyectores del motor, en caso de utilizar bunker C o fuel oil #4, el combustible pasa hacia el sistema de dosificación.

1.3.4.1.3 SISTEMA DE DOSIFICACIÓN.

El combustible proveniente de los tanques intermedios ingresa al sistema de dosificación.

Este sistema se encarga de realizar la mezcla proporcional entre bunker y diesel para obtener las características adecuadas de viscosidad en el combustible que va a ingresar a los grupos generadores.

El combustible dosificado, es almacenado en los tanques para consumo diario.

1.3.4.1.4 MÓDULOS DE PRE-CALENTAMIENTO

Proveniente de los tanques para consumo diario, el combustible ingresa a los módulos de pre-calentamiento mediante un intercambiador que utiliza aceite caliente, que eleva la temperatura del fuel oil o bunker sobre los 100 °C mejorando notablemente su viscosidad y fluidez.

La mezcla de combustible, acondicionada en temperatura y viscosidad ingresa a los inyectores del motor.

1.3.4.1.5 MOTOR Y GENERADOR

Los motores de combustión interna utilizados pueden ser de tipo estacionario o móvil. Se construyen aplicando una variedad de ciclos termodinámicos, varían entres sí en sus características, como flexibilidad, combustible utilizado pudiendo ser: gas natural, diesel, o fuel oil #4, facilidad para el arranque, eficiencia, etc.

Los detalles más comunes de los motores son:

- Pistón y cilindro para crear una cámara de volumen variable en la que se pueda realizar el ciclo.
- Un medio de operación gaseoso, en este caso aire.
- Ciclos térmicos abiertos, lo que implica una corriente de aire y otra de combustible dentro del motor y la descarga de los productos gaseosos de su combustión.
- Ciclos mecánicos de dos o cuatro tiempos.

- Producción de potencia de magnitud cíclica, por lo tanto no uniforme, que necesita el uso de cilindros múltiples o de volantes pesados para uniformizar su rendimiento.

La mayoría de motores empleados utilizan ciclos mecánicos de cuatro tiempos: admisión, compresión, explosión y escape.

En el tiempo de admisión, con la válvula de admisión abierta, se llena el cilindro de aire; En el tiempo de compresión, se eleva la presión por sobre los 35 kg/cm². La inyección de combustible se realiza cerca del final de carrera de compresión. La alta temperatura del aire producida por la compresión enciende el combustible, la mezcla encendida se dilata empujando el pistón hacia abajo en la carrera de "trabajo". Se abre la válvula de escape y el pistón al subir, expulsa del cilindro hacia la atmósfera, los gases producto de la combustión.

Los motores se conectan directamente a los generadores eléctricos, que son de una velocidad relativamente baja (de 200 a 1000 rpm), de gran diámetro, de polos salientes con una longitud axial corta. Su construcción pesada y tosca, de máquinas de baja velocidad, brinda una gran seguridad de operación, y aunque costosas, se justifica para usarse en las estaciones centrales.

Adicionalmente, se puede conectar generadores de corriente directa para obtener voltajes continuos, utilizados en los circuitos de control.

Las ventajas principales de estas unidades son:

- Bajo costo de producción.
- Periodos de calentamiento cortos
- No tiene pérdidas cuando está de reserva.
- Eficiencia uniforme en todos los tamaños.
- Distribución sencilla de las plantas.
- No necesita un abastecimiento grande de agua.

La principal desventaja de este tipo de centrales es la contaminación auditiva que produce, lo que se puede solucionar con la utilización de silenciadores.

Al tener una idea de las características particulares de cada uno de los tipos de generación termoeléctrica aplicados en el país, se puede plantear una propuesta técnica que cumpla con los requerimientos de medición y control del uso de los combustibles entregados a cada agente generador que forma parte del Sistema Nacional Interconectado.

CAPÍTULO 2.

ESPECIFICACIONES GENERALES DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN

De acuerdo con los requerimientos emitidos por los entes reguladores del país: CENACE, DNH y PETROCOMERCIAL, el diseño del sistema de medición y control del uso de combustible para las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras que se encuentran operando en el país y forman parte del S.N.I. debe cubrir los siguientes aspectos:

- Medición de flujo de combustibles en el área de recepción de las centrales termoeléctricas, con mediciones confiables, precisas y exactas. Con la utilización de dispositivos con tecnología de última generación (estado del arte), en cumplimiento de normas como OIML R 117, API capítulos: 5, 11.2, 12.2 y 14.2 e ISO 6551.
- Medición de nivel en tanques de recepción y almacenamiento para determinar el volumen de combustible disponible en planta (stock), facilitando el proceso de despacho del mismo, en cumplimiento de normas como API capítulo 3.1A, 3.1B, 7.4, 11.2, 12.2 y 14.2 e ISO 4266.
- Medición del consumo neto de combustibles, por cada unidad de generación de cada central termoeléctrica.

2.1 NORMAS Y CÓDIGOS APLICABLES

El diseño, la terminología, la selección e instalación de la instrumentación están acorde con la última emisión de los siguientes códigos y estándares.

- American National Standard Institute (ANSI)
- Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)

- American Petroleum Institute (API)
- International Society of Automation (ISA)
- National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- American National Taper Pipe Thread (NPT)
- Underwriters Laboratories (UL)
- International Organization for Standardization (ISO)
- National Electrical Code (NEC)

Estas normas, códigos y estándares se consideran complementarios entre sí. Sin embargo, en caso de presentarse diferencias o contradicciones, se debe considerar la más estricta o exigente desde el punto de vista de seguridad y operación.

2.2 MEDICIÓN DE FLUJO

2.2.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Es importante para la selección de los instrumentos de medición, tomar en cuenta las características y propiedades del flujo a ser medido. Las propiedades de los fluidos afectan hasta cierto grado a todos los caudalímetros y pueden inducir cambios, tanto en la naturaleza del propio flujo como en el interior del medidor, o provocar efectos físicos en el interior de la tubería. Los efectos más importantes se refieren a:

- La temperatura y la presión del fluido, dependiendo del proceso.
- El tipo de líquido (puro o mezcla).
- La densidad y la viscosidad del fluido
- La gravedad específica.
- La conductividad eléctrica y las propiedades químicas del fluido.
- El régimen del fluido (laminar o turbulento)

Las Tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 muestran las características más importantes de los combustibles utilizados por las centrales termoeléctricas.

Diesel #2:

Parámetro	Norma técnica ASTM	Unidad	Valor
Gravedad API	D 1298	grados	35,6
Densidad relativa 15 °C/15 °C	D 128	g/ml	0,8468
Viscosidad cinemática @ 50 °C	D 445	cSt/s	2,8
Punto de inflamación	D93	°C	65
Azufre	D129	% peso	0,32
Carbono residual	D4530	% peso	0,15
Cenizas	D482	% peso	0,01
Agua y sedimentos	D2709	% Volumen	0
Poder calorífico	D240	Kcal/Kg	10461,96
Temperatura máxima de proceso		°C	30
Presión máxima		bar	1,72

Fuente: PETROCOMERCIAL

Tabla 2.1 Reporte de análisis del diesel #2

Fuel Oil #4:

Parámetro	Norma técnica ASTM	Unidad	Valor
Gravedad API	D 287	grados	16,3
Densidad relativa 15 °C/15 °C	D 1298	g/ml	0,9574
Viscosidad cinemática SAYBOLT 50 °C	D 88	Segundos	211
Punto de inflamación	D93	°C	164
Azufre	D4294	% peso	1,305
Carbono residual	D189	% peso	12,1
Cenizas	D482	% peso	0,038
Agua y sedimentos	D1796	% Volumen	0,05
Poder calorífico	D4868	Kcal/Kg	9770
Temperatura máxima de proceso		°C	150
Presión máxima		bar	12

Fuente: ITS CALEB BRETT ECUADOR S.A.

Tabla 2.2 Reporte de análisis del fuel oil #4

Fuel Oil #6:

Parámetro	Norma técnica ASTM	Unidad	Valor
Gravedad API	D 1298	grados	9,8
Densidad relativa 15 °C/15 °C	D 1298	g/ml	1,0014
Viscosidad cinemática 50 °C	D 445	cSt/s	571,4
Punto de inflamación	D93	°C	70
Azufre	D4294	% peso	2,141
Carbono residual	D189	% peso	15,8
Cenizas	D482	% peso	0,087
Agua y sedimentos	D1796	% Volumen	0
Poder calorífico	D4868	Kcal/Kg	10115
Temperatura máxima de proceso		°C	150
Presión máxima		bar	12

Fuente: Intertek

Tabla 2.3 Reporte de análisis del fuel oil #6

Residuo de petróleo:

Parámetro	Norma técnica ASTM	Unidad	Valor
Gravedad API	D 287	grados	13,9
Densidad relativa 15 °C/15 °C	D 1298	g/ml	1,0014
Viscosidad cinemática Redwood 37,8 °C	D 445	SRW1	13.139,93
Punto de inflamación	D93	°C	174
Azufre	D4294	% peso	2,141
Carbono residual	D189	% peso	15,8
Cenizas	D482	% peso	0,087
Agua y sedimentos	D1796	% Volumen	0,015
Poder calorífico	D4868	Kcal/Kg	9.983,72
Temperatura máxima de proceso		°C	150
Presión máxima		bar	12

Fuente: Intertek

Tabla 2.4 Reporte de análisis del residuo de petróleo

2.2.1.1 MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

La medición de transferencia de custodia de fluidos es el tipo de medición que está asociado con la compra, venta y pago de impuestos de un producto determinado. El propósito de la medición de transferencia de custodia de fluidos es llevar a cabo mediciones con un error sistemático igual a cero y un error aleatorio mínimo.

De acuerdo con la OIML (Organisation Internationale de Métrologie Légale) en la norma OIML R-117, se presenta la clasificación y límites de precisión permisibles para equipos ubicados en áreas clasificadas para custodia y transferencia de combustibles.

Los equipos para aplicaciones de custodia y transferencia necesitan un certificado expedido por una autoridad de verificación acreditada como prueba de su fiabilidad, exactitud y seguridad.

La Tabla 2.5 muestra las clases de exactitud tomando en consideración la aplicación del sistema de medición y que las divide en cinco clases.

CLASE	CAMPO DE APLICACIÓN
0,3	Sistemas de medición instalados en tuberías
0,5	Bombas de despacho de gasolina Sistemas de medición instalados en auto-tanques Sistemas de medición para leche Sistemas de medición para buque-tanques
1,0	Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas mayores que $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ Sistemas de medición de LPG para carga de vehículos Sistemas de medición clasificados como 0,3 ó 0,5 bajo las siguientes condiciones: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Con temperaturas menores que $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ó mayores que $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ➤ Con fluidos cuya viscosidad dinámica sea mayor que 1000 mPas ➤ Con flujo menor que 20 Lt/h
1,5	Sistemas de medición para dióxido de carbono licuado Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas menores que $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.
2,5	Sistemas de medición para líquidos criogénicos

Tabla 2.5 Clases de exactitud, Según OIML R-117

La Tabla 2.6 muestra los errores máximos permisibles aplicables a sistemas de medición completos, para todos los líquidos, todas las presiones y temperaturas de los líquidos y los fluidos.

Clases según la exactitud					
	0,3	0,5	1,0	1,5	2,5
A	± 0,3 %	± 0,5 %	± 1,0 %	± 1,5 %	± 2,5 %
B	± 0,2 %	± 0,3 %	± 0,6 %	± 1,0 %	± 1,5 %

Tabla 2.6 Errores máximos permisibles de acuerdo a la clase de exactitud, Según OIML R-117

2.2.1.2 UNIDADES DE MEDICIÓN

Para realizar la medición del flujo de combustible recibido por los agentes generadores, se realizará la instalación de unidades de medición automáticas de características similares a las unidades LACT (Lease Automatic Custody Transfer) utilizadas por PETROPRODUCCIÓN en sus estaciones.

Las unidades de medición presentan la misma precisión en la medición que las unidades LACT (0,25% o mejor) y estarán conformadas por los siguientes elementos:

- Sistema de bombeo
- Filtro desgasificador
- Medidor de flujo
- Transmisores de presión, temperatura, densidad dependiendo de la aplicación.
- Computador de flujo
- Válvulas de control y bloqueo
- Tomas para conectar un sistema de calibración.

Tomando en consideración las características del fluido a medir, las condiciones del proceso, la capacidad de generación de las centrales y los requerimientos técnicos del sistema de control, se seleccionó dos tipos de medidores de flujo a utilizar.

En el caso de trabajar con combustibles pesados como: fuel oil, residuo de petróleo y bunker, se utilizarán medidores de flujo másico tipo coriolis y en caso

de utilizar combustibles livianos como diesel y nafta, se emplearán medidores de flujo volumétrico tipo turbina.

En la Tabla 2.7 se muestra un resumen de las principales consideraciones, para la selección de los instrumentos de medición de flujo, tanto para el área de recepción de combustibles como para la cuantificación del consumo neto de las unidades.

Medidor de flujo	Precisión %	Aplicación	Accesorios adicionales
Másico	0,3	Cuantificación del consumo en las unidades con potencia mayores a 5 MW funcionamiento con diesel o nafta.	Ninguno
		Cuantificación del consumo en las unidades que empleen combustible pesado: bunker, crudo, residuo, fuel oil.	Chaquetas de calentamiento
Másico CT *	0,1	En la recepción de combustible liviano (diesel, nafta), si las unidades de generación tienen una potencia superior a 5 MW.	Transmisor de presión, temperatura y densidad, computador de flujo.
		En la recepción de combustible pesado (bunker, fuel oil, residuo).	Transmisor de temperatura, presión, densidad, computador de flujo, chaquetas de calentamiento.
Turbina	0,25	Cuantificación del consumo de diesel en unidades con potencias menores a 5 MW.	Transmisor de temperatura.
Turbina CT *	0,15	Recepción de diesel en unidades con potencia inferior a 5 MW	Transmisor de presión, y temperatura, computador de flujo
		Recepción en centrales donde se emplea el diesel para arranque, parada y mantenimiento de sus unidades de generación.	

Fuente: CENACE

Tabla 2.7 Consideraciones para dispositivos de medición de flujo

* Equipos con aprobaciones para custodia y transferencia de combustibles.

2.2.1.2.1 MEDIDOR DE FLUJO MÁSIICO TIPO CORIOLIS

Debido a la alta viscosidad del fluido y las especificaciones técnicas de proceso, se recomienda utilizar medidores de flujo másico tipo coriolis para la medición en el área de recepción y el ingreso de combustible a las unidades de generación que utilizan: fuel oil #4, crudo residual, bunker C o fuel oil #6 como combustibles. Así como la medición en el área de recepción de centrales que utilicen diesel #2 o nafta cuya capacidad de generación supere los 5 MW.

Este medidor utiliza el principio de “Coriolis”⁽¹⁾ por medio del cual, si una masa en movimiento se somete a oscilaciones perpendiculares a su dirección de desplazamiento, aparecen fuerzas de Coriolis que dependen del caudal másico.

Un caudalímetro másico Coriolis comprende tubos de medida osciladores que generan fuerzas de Coriolis para conseguir precisamente este propósito. Al pasar un fluido (=masa) a través de los tubos osciladores del medidor se generan unas fuerzas directamente proporcionales al flujo másico circulante. Unos sensores situados en los extremos de entrada y salida, registran la variación de fase que se produce en consecuencia en la configuración de oscilación del tubo. El procesador del medidor utiliza esta información para calcular el caudal másico.

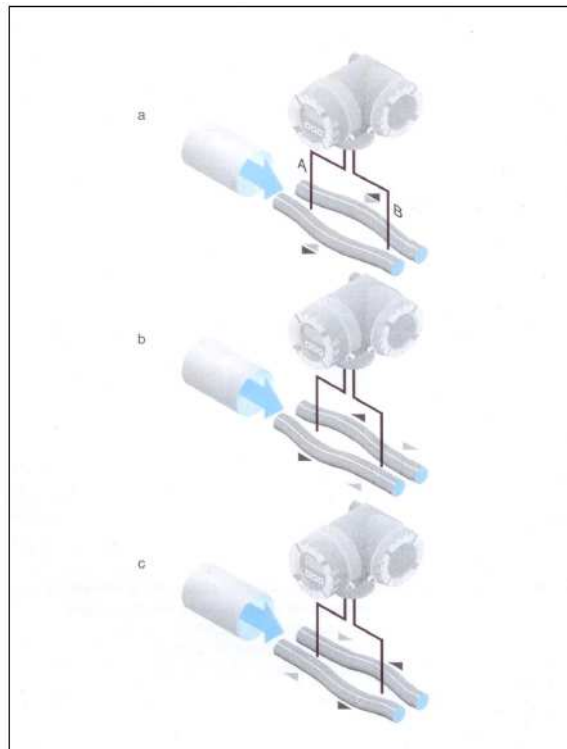
La Figura 2.1 ilustra el principio de funcionamiento de un medidor másico tipo Coriolis.

A caudal cero, cuando el fluido está en reposo, no hay movimiento lineal (a); por lo tanto, no se observan las fuerza de Coriolis.

Por el contrario, cuando la masa de fluido circula, el movimiento inducido por la circulación dentro del tubo de medición se superpone al movimiento lineal del fluido en circulación y los efectos de la fuerza de Coriolis “retuercen” los tubos de medición (b, c). Los sensores (A, B) a la entrada y a la salida registran una diferencia de tiempos en ese movimiento; es decir, una diferencia de fase. Cuanto mayor sea el caudal másico, mayor será la diferencia de fase.

(1) Principio formulado por el Físico Gaspar Gustave de Coriolis (1792-1843)

La Figura 2.2 muestra el fenómeno físico producido al interior del medidor de flujo.



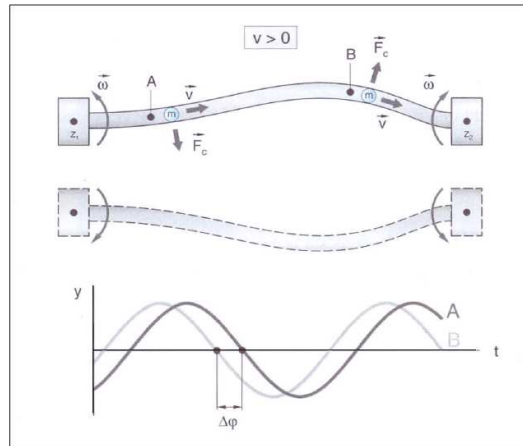
*a = Caudal Cero: estado de oscilación de los tubos a caudal cero
 b = Circulación de caudal: estado de oscilación de los tubos de medición en el intervalo de tiempo 1
 c = Circulación de caudal: estado de oscilación de los tubos de medición en el intervalo de tiempo 2*

Fuente: ENDRESS+HAUSER, *Medición de caudal*
Figura 2.1 Principio medición de Coriolis

Cuando el fluido circula, las partículas de masa se mueven a lo largo del tubo de medición y están sometidas a una aceleración lateral superpuesta debida a las fuerzas de Coriolis (F_c).

A la entrada del tubo, las partículas de masa (m) experimentan un desplazamiento que las aleja del centro de rotación (Z_1), y regresan al nuevo centro (Z_2) a medida que se aproximan al centro de salida. Las fuerzas de Coriolis actúan en sentidos opuestos a la entrada y a la salida y el tubo de medición empieza a “torcerse”. Este cambio de geometría en la oscilación introducida en el tubo de medición se registra en los sensores (A, B) a cada extremo del tubo con una diferencia de fase ($\Delta\phi$) que es directamente proporcional a la masa del fluido

y a la velocidad de circulación (v) del mismo; por lo tanto, también al caudal másico.



Fuente: ENDRESS+HAUSER, Medición de caudal
Figura 2.2 Fuerzas de Coriolis y geometría de la oscilación en los tubos de medición

La frecuencia de oscilación de los propios tubos de medida, constituye además una medida directa de la densidad del fluido. Unos sensores registran la temperatura del tubo de medida a fin de compensar las influencias térmicas, esta temperatura corresponde a la temperatura del proceso que también es enviada como señal de salida.

Ventajas:

- Principio de aplicación universal para medir caudal de líquidos y gases.
- Medida directa y simultánea de caudal másico, densidad, temperatura y viscosidad (sensores de múltiples variables).
- Principio de medición independiente de las propiedades físicas del fluido.
- Precisión en la medición muy elevada, generalmente de $\pm 0,1$ % del valor medido.
- Es insensible a los cambios de perfil de velocidades, y no requiere de tramos rectos de tubería de entrada o salida.
- Algunos modelos permiten la medición bidireccional del fluido.

Desventajas:

- La inversión inicial es relativamente alta.
- Costo de instalación considerable, dependiendo del tamaño y modelo del medidor.
- El rango de temperaturas es limitado, típicamente de -50 °C a 350 °C (-60 a 660 °F).
- Su uso se restringe a fluidos con bajo contenido de gases.
- Añade caídas de presión considerables (dependiendo del modelo).

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Este equipo tendrá una precisión de $\pm 0,1\%$ del valor medido para los equipos ubicados en el área de recepción (certificación para custodia y transferencia) y de $\pm 0,3\%$ del valor medido para la medición de consumo de las unidades generadoras.

El material del cuerpo del medidor deberá ser en acero inoxidable grado 316 SST, extremos bridados clase ANSI 150# con cara realzada (RF) para su instalación. La temperatura de trabajo es de hasta 180 °C, deberá incluir indicador/totalizador con transmisor de flujo. Utilizará protocolos de comunicación para redes industriales y salidas análogas de 4 – 20 mA. Deberá ser apto para utilizar en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D.

El voltaje de alimentación recomendado para este instrumento es de 24 Vdc.

Se considerará su instalación de acuerdo a las recomendaciones del fabricante así como los accesorios requeridos de acuerdo a las normas vigentes para su instalación. Estos medidores deberán ser a prueba de ambientes corrosivos, salinos y explosivos.

2.2.1.2.2 MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA

Este tipo de medidor es recomendable para la medición de fluidos limpios, de baja viscosidad, como por ejemplo diesel o nafta; por lo tanto, será utilizado en las centrales que utilizan cualquiera de estos dos tipos de combustibles en todas sus operaciones cuya capacidad de generación no supere los 5 MW. Adicionalmente, en las centrales que utilizan diesel para realizar las operaciones de arranque, parada y mantenimiento de sus unidades.

Los medidores de turbina tienen un cuerpo de forma cilíndrica, en el interior del cual se monta un rotor helicoidal, que puede girar libremente. La circulación de un fluido (gas o líquido), choca contra las palas del rotor imprimiéndole una velocidad de giro, que es proporcional a la velocidad del fluido y consecuentemente a su volumen. Para determinar el número de revoluciones de la turbina el medidor consta de un dispositivo captador magnético (pickup) que genera un impulso eléctrico cada vez que un álabe de la turbina pasa frente a él dentro de una amplia gama de caudales y viscosidades.

La Figura 2.3 muestra la sección de una turbina y sus partes constitutivas.

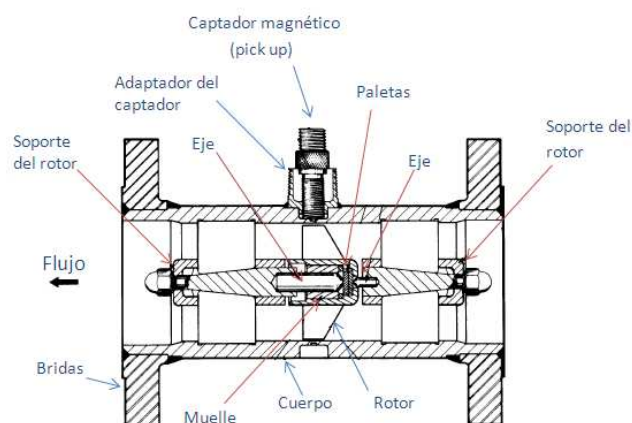


Figura 2.3 Medidor de turbina y sus partes principales

Ventajas:

- Alta precisión en la medición de caudal volumétrico (típicamente $\pm 0,25\%$ del valor medido).
- Es lineal sobre un muy amplio rango de caudales.
- Rápida respuesta y excelente repetibilidad.
- Operación sobre un muy amplio rango de temperaturas y presiones.

Desventajas:

- Al tener piezas móviles que giran sobre rodamientos, el desgaste suele ser el problema principal de la turbina.
- Es un instrumento delicado en comparación con otros caudalímetros.
- Ocasiona caídas de presión en el fluido.
- Cualquier exceso de velocidad puede dañar sus rodamientos.
- Es caro y su costo aumenta desmedidamente con el tamaño de la turbina.
- Requiere que el flujo a medir sea limpio, laminar y tenga propiedades lubricantes.
- Alto costo de mantenimiento.
- No es utilizable en fluidos de alta viscosidad.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Este equipo deberá tener una precisión de $\pm 0,15\%$ del valor medido, para equipos ubicados en el área de recepción (certificación para custodia y transferencia) y de $0,25\%$ del valor medido para la medición de consumo de las unidades generadoras.

El cuerpo del medidor deberá ser fabricado en material de acero inoxidable clase 316 SST, extremos bridados clase ANSI 150# con cara realzada (RF) para su instalación. Partes internas en aleaciones superiores como 17,4 PH para que minimicen el desgaste de sus piezas debido al trabajo. Los rodamientos deberán ser de cerámica y tipo bola. Este equipo deberá ser apto para utilizar en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D, y a la intemperie. Estará en concordancia con los detalles y planos típicos de conexiones para este tipo de

instrumento de medición de flujo y definidos en la documentación técnica, tanto del fabricante como procedimientos adjuntos.

2.2.1.2.3 TRANSMISORES DE PRESIÓN

Serán utilizados transmisores de presión para la medición continua de la variable de proceso.

Las tomas al proceso son de ½" NPT (National Pipe Threaded) para la medición de presión. La válvula de bloqueo estará ubicada en la toma de proceso y deberá ser tipo aguja con extremos Macho – Hembra. El cuerpo de acero inoxidable y rango de presión de hasta 6.000 psi. La precisión del instrumento deberá ser de 0,1% del valor medido.

Las conexiones de presión en lo posible estarán ubicadas en la parte lateral inferior de la tubería. El instrumento deberá estar ubicado en lo posible lo más cerca de la toma de proceso, de tal manera que sea posible el ajuste de cero debido a la columna de líquido.

Este instrumento poseerá indicación local, adicionalmente tendrá señal de salida análoga de 4 – 20 mA y comunicación mediante protocolos industriales debido a que será conectado directamente al computador de flujo.

Los rangos de presión son de 0 a 150 psi en la entrada.

Este equipo será instalado en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D, y a la intemperie.

Las partes que están en contacto con la humedad serán de acero inoxidable clase 316 SST.

Conexión eléctrica ½" NPT, para utilización del respectivo conector tipo Terminal para cable armado.

2.2.1.2.4 TRANSMISORES DE TEMPERATURA

Serán utilizados transmisores de temperatura con sensores tipo RTD para la medición continua de la variable de proceso.

Las tomas al proceso deben ser de 3/4" NPT para la instalación de un termo pozo en la toma hacia la tubería y estará en concordancia con los detalles típicos de conexiones para los instrumentos definidos en la documentación técnica adjunta.

La precisión del instrumento deberá ser de 0,1% del valor medido.

Este instrumento poseerá indicación local, adicionalmente tendrá señal de salida análoga de 4 – 20 mA y comunicación mediante protocolos industriales.

Cuando el sensor se conecta directamente al computador de flujo, se utilizará únicamente la sonda RTD de tres hilos. En caso de conectarse a un PLC o RTU, se utilizará un transmisor con salida análoga de 4 – 20 mA o comunicación mediante protocolos industriales.

Este equipo deberá ser apto para ser utilizado en áreas clasificadas como clase I, División 2, Grupos C y D, y a la intemperie.

Rango de temperatura 0°C a 180 °C.

Montaje sobre tubería de producto, el termopozo y el transmisor RTD deberá ser una unidad de sostén propio.

Las partes que están en contacto con la humedad serán de acero inoxidable clase 316 SST.

Conexión eléctrica ½" NPT, para utilización del respectivo conector para cable armado.

2.2.1.2.5 COMPUTADOR DE FLUJO (TRANSMISOR)

Este instrumento, deberá poseer certificaciones de custodia y transferencia para su utilización en áreas clasificadas como de recepción de combustibles. Contará con aprobaciones emitidas por entidades como API y AGA para procesar datos de medición de caudales como de líquidos y gases y entregar volúmenes compensados por presión y temperatura en base a tablas pre-establecidas por API, así como medición de densidad, porcentaje de agua, etc.

Este instrumento presenta las siguientes características principales: tendrá construcción modular, multicanal (mínimo dos sistemas de medición individuales), tiene una interfaz entre hombre máquina (HMI) puertos tipo serial RS-232/485, entradas para RTD, entradas y salidas escaladas de pulsos, entradas y salidas análogas de 4-20 mA, comunicación mediante protocolos industriales, poseerá dos canales para entrada de elemento primario (turbina) mediante un colector de señales tipo magnético. Su encapsulamiento será para montaje en panel tipo Nema 4X.

El voltaje de alimentación recomendado para este instrumento es de 24 Vdc.

2.3 MEDICIÓN DE NIVEL

Se debe realizar la medición de nivel de combustibles en los tanques ubicados en el área de recepción y almacenamiento de combustibles,

adicionalmente se recomienda la medición en los tanques intermedios y de consumo diario cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos.

El sistema de medición de nivel será un sistema con funciones de inventario y de última tecnología.

El sistema de medición de nivel y control de inventarios permitirá medir y calcular los datos de los tanques de almacenamiento correspondientes a:

- Cálculos de inventario
- Movimiento del producto
- Control de pérdidas
- Detección de fugas y protección contra el sobre-llenado

El sistema tendrá las siguientes funciones disponibles:

- Medición de nivel.
- Medición de temperatura.
- Medición de la presión hidrostática.
- Mediciones de volumen bruto y cálculos de densidad y masa.
- Alarmas por bajo, alto y muy alto nivel
- Cálculos de volumen neto y volumen másico neto según el API (paquete de aplicaciones)
- Medición de nivel interface de agua
- Funciones de transferencia y reportes
- Visualización de campo local

Para la selección del sistema de medición de nivel a utilizar, se tomó en consideración tres aspectos importantes:

- Las propiedades químicas de los fluidos a almacenar.
- Las características técnicas de proceso, como temperatura de almacenaje, presión de vapor, porcentaje de agua.

- Las características de los tanques de almacenamiento como: capacidad, tipo de techo, geometría, disponibilidad de tomas para instalación de instrumentos.

Después de realizar un análisis comparativo de las tecnologías existentes para la medición de nivel, se optó por la utilización del sistema RTG (Radar Tank Gauging).

2.3.1 SISTEMA RTG (RADAR TANK GAUGING)

El sistema de medición de nivel RTG por sus ventajas, es muy utilizado para la medición de volumen de líquidos en diversos tipos de tanques de almacenamiento, permitiendo la medición tanto del volumen como de la masa del combustible.

El sistema consta de los siguientes componentes:

- Medidor de nivel de combustible tipo radar de onda guiada o abierta.
- Transmisor de temperatura multipunto.
- Transmisor de presión.
- Medidor de interface de agua.
- Unidad de interfaz.

2.3.1.1 MEDIDOR DE NIVEL TIPO RADAR

Este instrumento basa su principio de funcionamiento en la medición del tiempo de retorno de un impulso de microondas de radar (Radio Detecting And Ranging, detección y localización por radio).

Una antena de varilla o una antena de trompeta, dirige impulsos cortos de microondas de 0,8 ns de duración hacia el producto. Éstos se reflejan en su superficie, y la misma antena los detecta a su regreso, esta vez actuando como

receptor. La distancia a la superficie del producto es proporcional al tiempo de retorno del impulso de microondas:

$$D = c * \frac{t}{2} \quad (1)$$

Dónde:

D: distancia del transmisor/ superficie del producto

c: velocidad de la luz

t: tiempo de tránsito en segundos.

Conociendo la distancia E del depósito vacío, el nivel L se calcula de partir de:

$$L = E - D \quad (2)$$

En la Figura 2.4 puede apreciarse la ubicación del punto de referencia E y el nivel máximo de medida del instrumento. El nivel L se puede medir hasta justo por debajo de la antena, de modo que no hay restricciones por distancia.

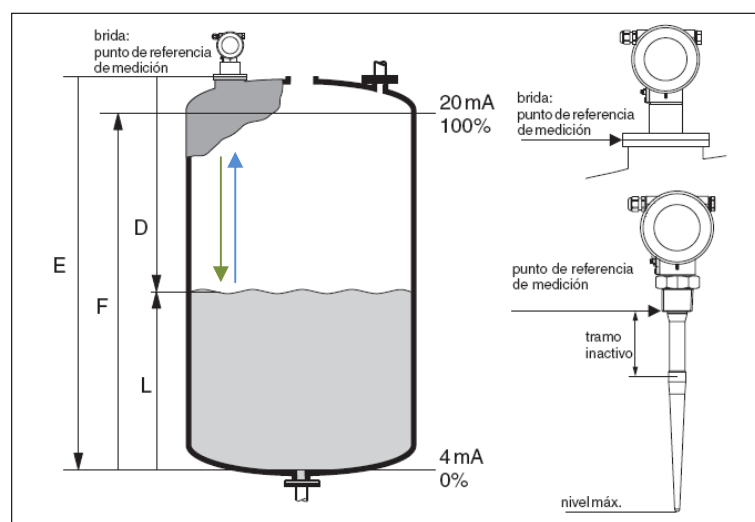


Figura 2.4 Medición de nivel con un Radar

La elección de un instrumento de medición de niveles por radar adecuado para cada aplicación depende de los siguientes factores:

- La resistencia química, la presión del proceso y la temperatura interior del tanque, determinan el material de la antena y de la brida.
- El campo de medida deseado y las condiciones de proceso tales como ϵ_r , olas o remolinos y espuma determinan el tamaño y tipo de antena.
- El tipo de tanque (de almacenamiento, depósitos regulares o de proceso) y el tipo de montaje (espacio abierto, tubo tranquilizador o derivación)
- La precisión requerida y las aprobaciones para áreas clasificadas para manejo de combustibles.

De acuerdo con los aspectos mencionados, se determinó que para la medición de nivel en los tanques que contengan combustibles livianos como: diesel o nafta, se utilice medidores de radar tipo onda guiada y para realizar la medición en los tanques que contengan combustibles pesados como: fuel oil, bunker o residuo de petróleo, se utilicen medidores de radar tipo onda abierta.

La Tabla 2.8 muestra un resumen de las principales consideraciones para la selección de los instrumentos de medición de nivel.

Medidor de nivel	Precisión	Aplicación
Radar onda guiada	± 3 mm	Tanques de recepción y almacenamiento de diesel o nafta
		Tanques diarios e intermedios de diesel o nafta si su capacidad es mayor a 50.000 galones americanos
Radar de onda abierta	± 3 mm	Tanques de recepción y almacenamiento de: bunker, fuel oil, residuo
		Tanques diarios e intermedios de: bunker, fuel oil, residuo, si su capacidad es superior a 50.000 galones americanos

Fuente: CENACE

Tabla 2.8. Consideraciones para dispositivos de medición de nivel

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

La precisión deberá estar en el orden de ± 3 mm, el rango de medición será de hasta 20 m. Conexión al proceso en bridas de clase ANSI 150#, cara realizada (RF), probeta y antena o varilla en acero inoxidable de grado 316 SST.

Cuerpo del transmisor en aluminio, deben diseñarse para trabajar en ambiente salino, húmedo, caliente y corrosivo, deberá contar con aprobaciones para utilizar en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D, equipos intrínsecamente seguros.

Deberá incluir transmisión de datos y utilizar protocolos de comunicación para redes industriales y salidas análogas de 4 – 20 mA.

2.3.1.2 SENSOR DE TEMPERATURA MULTIPUNTO

El sensor multipunto será utilizado para realizar la compensación del volumen debido a las variaciones de temperatura producidas en los tanques debido a la variación de la temperatura ambiente o a la utilización de serpentines de calentamiento.

El sensor multipunto estará formado por sensores Pt-100 distribuidos a lo largo del tanque, soportados desde el techo mediante una brida y fijado en el piso por un perno de anclaje, todo el sensor inmerso en el combustible. Deberá considerar elementos a prueba de explosión (intrínsecamente seguros), deberá contar con aprobaciones para utilizar en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D.

La electrónica del radar será capaz de automáticamente determinar un promedio verdadero de los sensores sumergidos.

El número de elementos RTD por cada tanque estarán acordes a la norma API MPMS CH. 7.4 e ISO 4266 Parte 1, 3, 4 & 6.

La precisión deberá ser de 0,1 %, temperaturas de trabajo hasta 100 °C.

Las partes que estén en contacto con la humedad deberán ser de acero inoxidable clase 316 SST y deberá incluir termopozo.

Conexión eléctrica ½" NPT, para utilización del respectivo conector terminal para cable armado.

2.3.1.3 TRANSMISORES DE PRESIÓN

Se deberán utilizar transmisores de presión con sensor tipo diafragma, ubicado en la parte inferior del tanque mediante un hot tapping.

Las tomas al proceso son de ½" NPT (National Pipe Threaded) para la medición de presión. Deberá incluir manifold en cuerpo de acero inoxidable 316 SST para acoplamiento al tanque y realizar maniobras de mantenimiento y calibración, el rango de presión de hasta 6.000 psi. La precisión del instrumento será de 0,1% del valor medido, todo el sensor inmerso en el combustible. Deberá considerar elementos a prueba de explosión (intrínsecamente seguros), deberá contar con aprobaciones para utilizar en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D.

Este instrumento poseerá indicación local, adicionalmente tendrá señal de salida análoga y comunicación mediante protocolos industriales.

Las partes que estén en contacto con la humedad deberán ser de acero inoxidable clase 316 SST.

Conexión eléctrica ½" NPT, para utilización del respectivo conector tipo terminal para cable armado.

2.3.1.4 SENSOR DE INTERFACE DE AGUA

El sensor de interface de agua deberá ser de tipo capacitivo, detecta el nivel de agua por debajo del combustible, estará integrado al sensor múltiple de temperatura o en la posición similar. El diseño del sensor para combustible + agua, deberá ser capaz de enviar una señal análoga hasta la unidad de interfaz, todo el sensor inmerso en el combustible. Deberá considerar elementos a prueba de explosión (intrínsecamente seguros), deberá contar con aprobaciones para utilizar en áreas Clase I, División 2, Grupos C y D.

La precisión deberá ser de ± 2 mm, medición activa 500 mm, temperatura máxima 100 °C (de acuerdo con el combustible).

Las partes que estén en contacto con la humedad deberán ser de acero inoxidable clase 316 SST, se deberá incluir soportes de sujeción.

2.3.1.5 UNIDAD DE INTERFAZ

La unidad de interfaz es un equipo encargado de concentrar la información de la instrumentación asociada a las mediciones de nivel, presión, temperatura y porcentaje de agua en los tanques de almacenamiento.

El equipo deberá contar con aprobaciones emitidas por entidades como API y AGA para procesar datos de medición de niveles como de líquidos y gases y entregar volúmenes compensados por presión y temperatura en base a tablas pre-establecidas por API. Así como medición de densidad, porcentaje de agua, masa, masa neta, tiempo de llenado, tiempo de vaciado, rata de flujo, etc.

Este instrumento presenta las siguientes características principales: tendrá construcción modular, dispondrá de un display local (con iluminación de noche y de día), puertos tipo serial RS-232/485, entradas para RTD, entradas y salidas escaladas de pulsos, entradas y salidas análogas de 4-20 mA, comunicación mediante protocolos industriales. Su encapsulamiento será para montaje exterior

y deberá contar con aprobaciones para ser utilizado en áreas clasificadas como Clase I, División 2, Grupos C y D.

El voltaje de alimentación recomendado para este instrumento es de 24 Vdc.

Las especificaciones técnicas presentadas sobre los instrumentos y equipos a utilizar en la implementación del sistema de medición están desarrolladas en forma general. En los capítulos siguientes se especificará la utilización de cada uno, dependiendo de la solución planteada para cada tipo de central.

CAPÍTULO 3.

DISEÑO DE LA SOLUCIÓN PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN DE COMBUSTIBLES

En capítulos anteriores se realizó una clasificación de las centrales termoeléctricas según el tipo de generación termoeléctrica utilizada. En este capítulo se especificarán los requerimientos mínimos de medición en las áreas de interés del presente proyecto, así como los equipos a utilizar para realizar dichas mediciones tomando en consideración dicha clasificación y, adicionalmente, los tipos de combustibles utilizados por cada central para sus operaciones.

Para el diseño de la solución, es necesario también realizar una subdivisión tomando en consideración la capacidad de generación de energía eléctrica de cada central.

De acuerdo con los requerimientos presentados en la regulación 005/08 “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE” emitida por el CONELEC, se realiza una clasificación en: centrales termoeléctricas cuya capacidad de generación supera los 5 MW y centrales termoeléctricas cuya capacidad de generación es inferior a 5 MW. La solución planteada considerará esta clasificación para la elección de los instrumentos de campo necesarios para realizar la medición de las áreas de interés.

3.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A VAPOR

3.1.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las centrales termoeléctricas a vapor que se encuentran actualmente operando en el país reúnen algunas características similares de instalación y

operación que facilitan el diseño de una solución para la medición y control del uso de los combustibles utilizados, las siguientes son las más importantes:

1. Generación de energía eléctrica superior a 100 MW.
2. Alto consumo de combustibles.
3. Capacidad adquisitiva alta.
4. Niveles de control y automatización relativamente actualizados, existencia de sistemas automáticos de control en condiciones óptimas de operación.
5. Tipos de combustibles utilizados: fuel oil #6, residuo o bunker para generación, y diesel #2 para las operaciones de arranque, parada y mantenimiento de las unidades.

El sistema de medición a implementar cubre los siguientes aspectos:

1. Medición de flujo de combustibles en el área de recepción de la central.
2. Medición de nivel y cálculo de volumen de combustible disponible en los tanques de recepción y almacenamiento diario.
3. Medición y cuantificación del consumo neto de combustibles de cada unidad de generación.

La Figura 3.1 muestra un diagrama esquemático del sistema de medición propuesto.

3.1.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES

Las centrales termoeléctricas tienen dos tuberías de recepción de combustibles en las cuales se requiere instalar medidores de flujo independientes, para el control de la cantidad de combustible que recibe por parte de las empresas proveedoras.

3.1.1.1.1 TUBERÍA DE ENTRADA DE COMBUSTIBLE PESADO

En la tubería de entrada, después de la válvula de compuerta controlada por la empresa proveedora del combustible, se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.6 conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo másico de diámetro nominal aproximadamente $\frac{3}{4}$ del diámetro nominal de la tubería. Para su montaje se empleará reducciones concéntricas. Es importante tomar en cuenta que la mayoría de fabricantes de medidores recomiendan que se utilice el medidor con un diámetro nominal de $\frac{1}{2}$ del diámetro de la tubería; por lo tanto, se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, temperatura y presión) característicos de cada central. El medidor deberá tener chaqueta de calentamiento con la finalidad de evitar el endurecimiento del producto y evitar daños del equipo y datos erróneos.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de barra de acero inoxidable para su conexión en la tubería.
4. Indicador de densidad, utilizado para verificación del valor de densidad entregado por el medidor de flujo.
5. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas como API 12, e ISO 6551 y 5168.

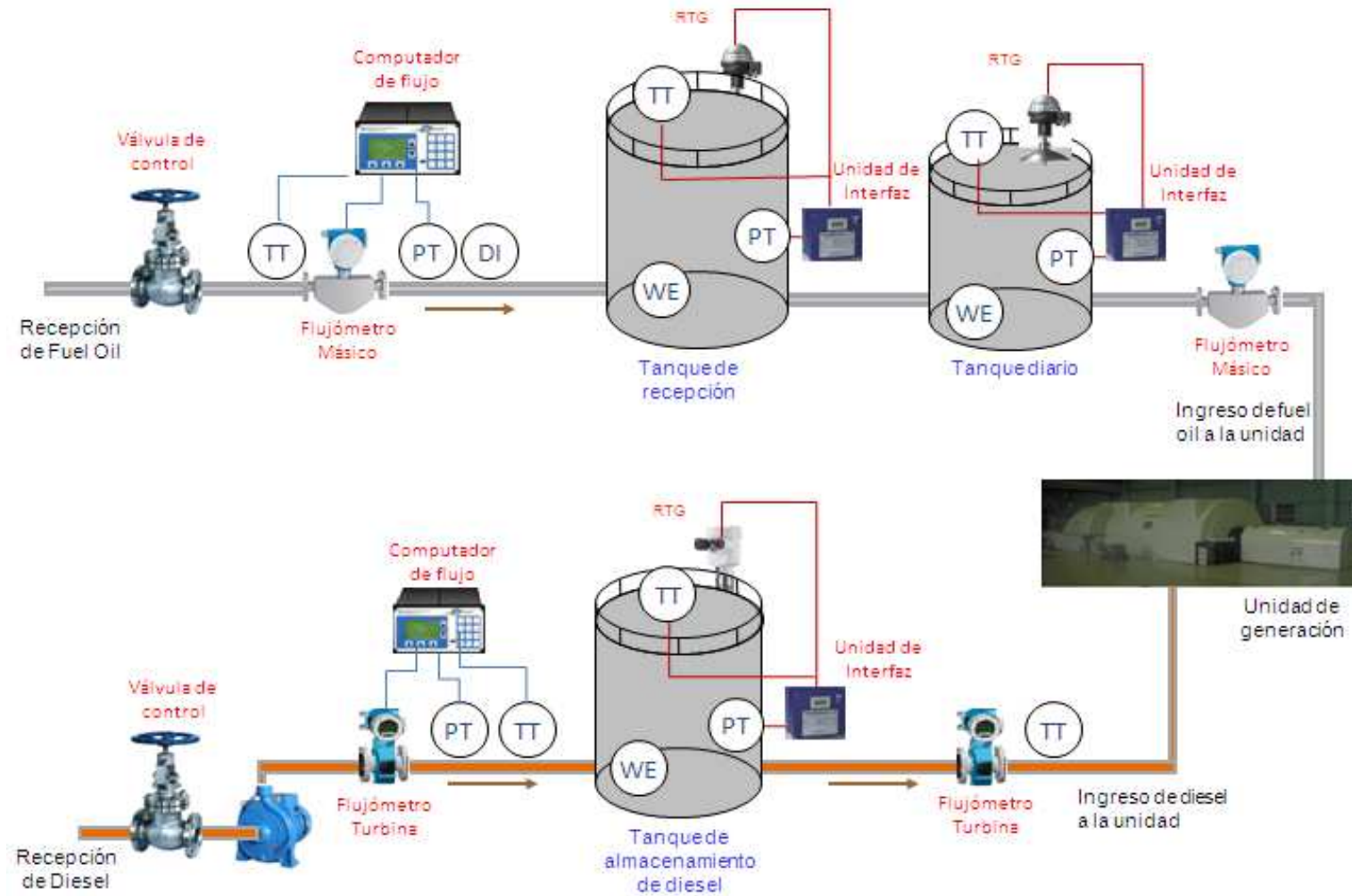


Figura 3.1 Solución propuesta para una central Termoeléctrica a Vapor

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.1.1.1.2 TUBERÍA DE ENTRADA DE DIESEL

En la tubería de ingreso al tanque de recepción (línea de descarga de la bomba), se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.3 conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal menor o igual al diámetro de la tubería. Se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, temperatura y presión) característicos de cada central. Para la instalación se debe considerar una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de barra de acero inoxidable para su conexión en la tubería.
4. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, enderezadores de flujo, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 12, e ISO 6551 y 5168.

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.1.1.2 TANQUES DE RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO

3.1.1.2.1 TANQUE DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES PESADOS

Para la determinación del nivel de combustible en los tanques de almacenamiento se debe instalar un sistema de medición RTG conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de nivel tipo radar de onda abierta, a instalar en una brida de 3" soldada a la tapa de limpieza del techo (manhole). Para la selección del medidor de nivel se deberá considerar la distancia de la brida al borde del tanque tomando como referencia el diagrama de montaje del fabricante. Esto evitará poner fuera de servicio el tanque con el consiguiente paro de las unidades. Esta consideración es importante debido a que una mala ubicación ocasiona medidas erróneas.

Para determinar la distancia adecuada de ubicación del instrumento con respecto al borde del tanque se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$d = h * \tan\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Dónde:

h: Altura del tanque (m)

α : ángulo de abertura del haz de medición (°)(Depend e del modelo de medidor)

d: distancia desde el centro del medidor al borde del tanque (m).

Otra característica importante de este medidor es que tenga la capacidad de eliminar ecos falsos ocasionados por la presencia del serpentín en el tanque.

2. Un sensor de temperatura multipunto conformado por sensores tipo RTD Pt-100 distribuidos a lo largo del tanque, soportado desde el techo mediante una brida de 2" y fijado al piso mediante un perno de anclaje.
3. Un transmisor de presión hidrostática, incluido su manifold de acero inoxidable, para acoplamiento en la parte lateral inferior del tanque.
4. Un sensor de interface de agua de tipo capacitivo integrado al sensor múltiple de temperatura, incluyendo su respectivo termopozo.
5. Válvulas de aguja, de compuerta, bridas, y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por la unidad de interfaz ubicada al pie del tanque. Éste equipo procesará los datos, entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 3.2, 12.2, e ISO 6551 y 5168. Adicionalmente, entregará los valores de masa, masa neta, nivel de agua, densidad corregida, tiempos de llenado y vaciado.

La señal de la unidad de interfaz se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.1.1.2.2 TANQUES DE CONSUMO DIARIO DE COMBUSTIBLES PESADOS

En cada uno de los tanques de consumo diario se debe instalar un sistema de medición de nivel de similares características al sistema a instalar en el tanque de recepción de combustible.

3.1.1.2.3 TANQUE DE DIESEL

Es necesaria la medición del volumen de combustible en el tanque de diesel para lo cual se debe instalar un sistema de medición de características

similares a los sistemas a instalar en los tanques de almacenamiento de combustibles pesados, con una diferencia importante: el tipo de medidor de nivel a utilizar.

1. Medidor de nivel tipo radar de onda guiada, a instalar en una brida de 3" soldada en la tapa de limpieza del techo (manhole). La varilla debe tener un imán en el punto final que permita sujetarla al fondo del tanque. Con esto se evitará la realización de trabajos de soldadura de alguna base se sujeción.

3.1.1.3 CUANTIFICACIÓN DEL CONSUMO

3.1.1.3.1 CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES PESADOS

Tomando en consideración que todo el combustible que ingresa a los quemadores de la caldera es consumido, es suficiente sólo realizar la medición del flujo que ingresa a la unidad, obteniendo así la cantidad neta de combustible consumido.

Para realizar la medición de combustible en la tubería de entrada a los quemadores de la caldera, se debe instalar un medidor de flujo másico tipo Coriolis, de un diámetro nominal que depende del tamaño de tubería y del rango máximo de flujo. Este medidor debe tener un transmisor totalizador que entregue los valores de flujo compensado, densidad y temperatura del fluido. El medidor deberá tener chaqueta de calentamiento con la finalidad de evitar el endurecimiento del producto evitando daños del equipo y datos erróneos.

Es necesario prever todos los accesorios de montaje e instalación del medidor como: filtros, bridas, válvulas, reducciones, etc.

La señal del medidor de flujo, se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.1.1.3.2 CONSUMO DE DIESEL

Para la medición de la cantidad de diesel utilizado en las operaciones de encendido, apagado, y mantenimiento de la unidad de generación, se debe instalar un medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal igual al diámetro de tubería, considerando una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.

Para la compensación por temperatura se debe instalar un transmisor con sensor tipo RTD en la tubería después del tramo recto del medidor de flujo (5 diámetros). Hay que referirse al plano típico de montaje para la correcta instalación de este sensor.

Las señales de los instrumentos se deben transmitir utilizando cualquier protocolo industrial a la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, donde se realizará la compensación por temperatura de acuerdo a las tablas API, obteniendo así el volumen de combustible consumido en las operaciones.

3.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A GAS Y DE CICLO COMBINADO

Tomando en consideración que el tratamiento previo que recibe el combustible en las centrales termoeléctricas a gas, es similar al recibido en las centrales termoeléctricas de ciclo combinado, se planteará una solución general que satisfaga los requerimientos de los tipos de centrales de generación.

Aún más importante es una clasificación entre las centrales que utilizan gas natural como combustible para la generación y las centrales que utilizan combustibles líquidos para todas sus operaciones; por lo tanto, es necesario

especificar los equipos e instrumentos a utilizar para realizar la medición en cada caso.

3.2.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las centrales presentan las siguientes características importantes:

1. Generación de energía eléctrica superior a 50 MW.
2. Capacidad adquisitiva alta.
3. Niveles de control y automatización modernos. Existencia de sistemas de control locales de buenas prestaciones.
4. Tipos de combustibles utilizados: diesel #2, nafta o gas natural para generación, y diesel #2 para las operaciones de arranque, parada y mantenimiento de las unidades.

El sistema de medición a implementar cubre los siguientes aspectos:

1. Medición de flujo de combustibles en el área de recepción de la central.
2. Medición de nivel y cálculo de volumen de combustible disponible en los tanques de recepción y almacenamiento diario en las centrales que utilizan combustibles líquidos.
3. Medición y cuantificación del consumo neto de combustibles de cada unidad de generación.

3.2.2 CENTRALES QUE UTILIZAN GAS NATURAL

La principal característica de este tipo de centrales termoeléctricas es la carencia de tanques de recepción y almacenamiento de gas natural. El combustible recibido ingresa directamente a la cámara de combustión de la unidad.

La Figura 3.2 muestra un diagrama esquemático del sistema de medición propuesto.

3.2.2.1 ÁREA DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLE

En la tubería de entrada después de la válvula de compuerta controlada por la empresa proveedora del gas, se debe instalar un sistema de medición de flujo conformado de los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo turbina especificado para medición de gas. De diámetro nominal menor o igual al diámetro de la tubería. Se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, presión, temperatura) característicos de cada central. Para la instalación se debe considerar una distancia de 20 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Un transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de acero inoxidable, para su conexión en la parte superior de la tubería.
4. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, enderezadores de flujo, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 2540, AGA 3-92 y MPMS (Capítulo 11.2).

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.2.2.2 TUBERÍA DE ENTRADA A LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN

Para la medición de la cantidad de gas consumido por cada unidad de generación, es necesario tomar en cuenta que la medición de flujo de gas necesita ser corregida por presión y temperatura sin importar el área de la planta. Por lo tanto, se debe instalar un sistema de medición de flujo de características similares al sistema a instalar en el área de recepción.

3.2.3 CENTRALES QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Para las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos para generación eléctrica pudiendo ser: diesel o nafta, se debe realizar la medición del uso de combustibles cubriendo los siguientes aspectos:

1. Medición de flujo de combustibles en el área de recepción de la central.
2. Medición de nivel y cálculo de volumen de combustible disponible en los tanques de recepción y almacenamiento diario.
3. Medición y cuantificación del consumo neto de combustibles de cada unidad de generación.

La Figura 3.3 muestra un diagrama esquemático de la solución propuesta para este tipo de centrales.

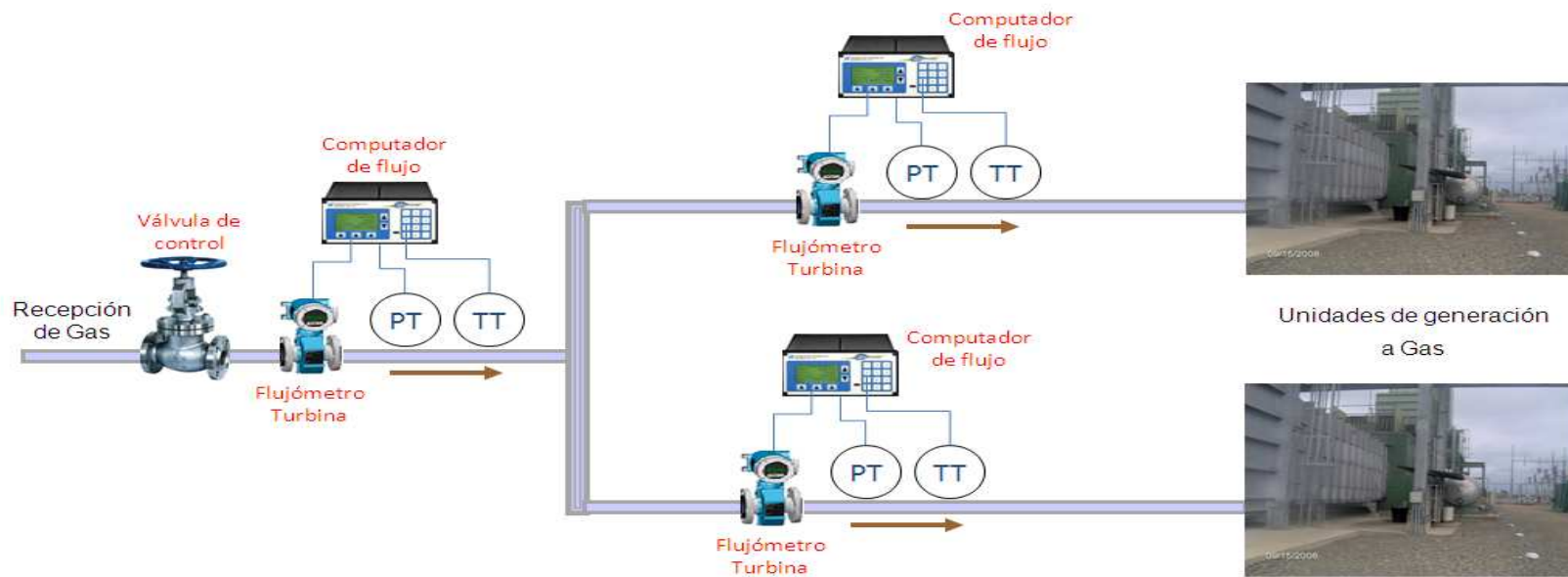


Figura 3.2 Solución propuesta para una central a Gas

3.2.3.1 ÁREA DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES

En la tubería de ingreso al tanque de recepción (línea de descarga de la bomba) independientemente si el combustible utilizado para la generación es diesel o nafta, se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.6 conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo másico de diámetro nominal aproximadamente $\frac{3}{4}$ del diámetro nominal de la tubería. Para su montaje se empleará reducciones concéntricas. Es importante tomar en cuenta que la mayoría de fabricantes de medidores recomiendan que se utilice el medidor con un diámetro nominal de $\frac{1}{2}$ del diámetro de la tubería; por lo tanto, se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, temperatura y presión) característicos de cada central.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de acero inoxidable, para su conexión en la parte lateral inferior de la tubería.
4. Indicador de densidad, utilizado para verificación del valor de densidad entregado por el medidor de flujo.
5. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 12, e ISO 6551 y 5168.

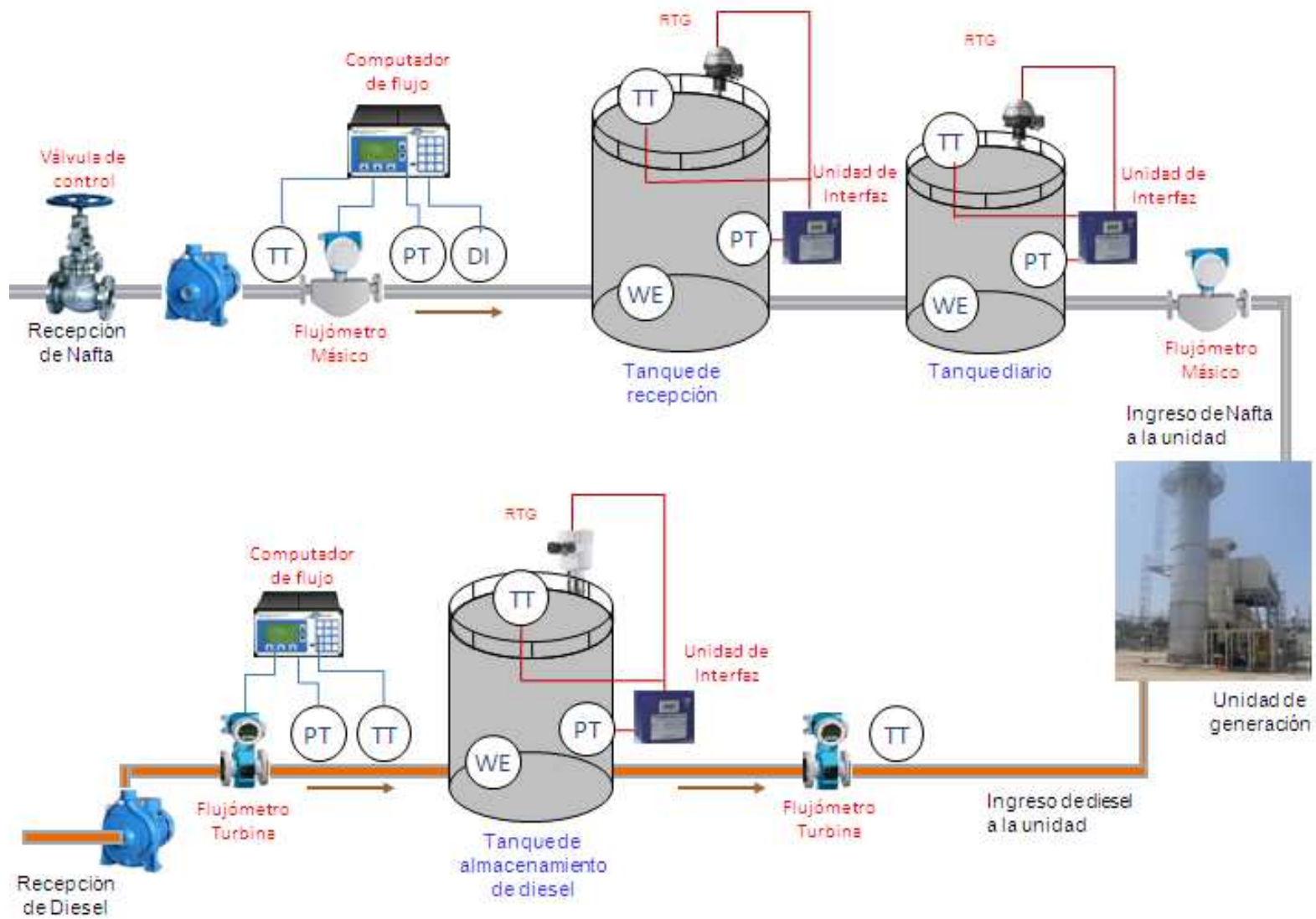


Figura 3.3 Solución propuesta para una central termoeléctrica a Gas (Combustible utilizado: nafta)

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.2.3.2 TANQUES DE RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO

3.2.3.2.1 TANQUE DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLE

Para la medición del nivel de combustible en los tanques de almacenamiento, se debe instalar un sistema de medición RTG conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de nivel tipo radar de onda guiada, a instalar en una brida de 3" soldada en la tapa de limpieza del techo (manhole). La varilla debe tener un imán en el punto final que permita sujetarla al fondo del tanque, con esto se evitará la realización de trabajos de soldadura de alguna base de sujeción.
2. Un sensor de temperatura multipunto conformado por sensores tipo RTD Pt-100 distribuidos a lo largo del tanque, soportado desde el techo mediante una brida de 2" y fijado al piso mediante un perno de anclaje.
3. Un transmisor de presión hidrostática, incluido su manifold de acero inoxidable, para acoplamiento en la parte lateral inferior del tanque.
4. Un sensor de interface de agua de tipo capacitivo integrado al sensor múltiple de temperatura, incluyendo su respectivo termopozo.
5. Válvulas de aguja, de compuerta, bridas, y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por la unidad de interfaz ubicada al pie del tanque. Éste equipo procesará los datos, entregando volúmenes compensados por presión y temperatura de acuerdo a Normas API

3.2, 12.2, e ISO 6551 y 5168. Adicionalmente entregará los valores de: masa, masa neta, nivel de agua, densidad corregida, tiempos de llenado y vaciado.

La señal de la unidad de interfaz se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.2.3.2.2 TANQUES DE CONSUMO DIARIO DE COMBUSTIBLE

En cada uno de los tanques de consumo diario cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos, se debe instalar un sistema de medición de nivel de similares características al sistema a instalar en el tanque de recepción de combustible.

3.2.3.3 CUANTIFICACIÓN DEL CONSUMO

3.2.3.3.1 CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLE

Tomando en consideración que todo el combustible que ingresa a la cámara de combustión es consumido, es suficiente sólo realizar la medición del flujo que ingresa a la unidad, obteniendo así la cantidad neta de combustible consumido.

Para realizar la medición de combustible en la tubería de entrada a la cámara de combustión, se debe instalar un medidor de flujo másico tipo Coriolis, de un diámetro nominal que depende del tamaño de tubería y del rango máximo de flujo. Este medidor debe tener un transmisor totalizador que entregue los valores de flujo compensado, densidad y temperatura del fluido.

Es necesario prever todos los accesorios de montaje e instalación del medidor como: filtros, bridas, válvulas, reducciones, etc.

La señal del medidor de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.2.3.3.2 CONSUMO DE DIESEL EN OPERACIONES AUXILIARES

Para la medición de la cantidad de diesel utilizado en las operaciones de encendido, apagado, y mantenimiento de la unidad de generación en las centrales que utilizan nafta como combustible para la generación, se debe instalar un medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal igual al diámetro de tubería, considerando una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.

Para la compensación por temperatura se debe instalar un transmisor con sensor tipo RTD en la tubería después del tramo recto del medidor de flujo (5 diámetros). Hay que referirse al plano típico de montaje para la correcta instalación de este sensor.

Las señales de los instrumentos se deben transmitir utilizando cualquier protocolo industrial a la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, donde se realizará la compensación por temperatura de acuerdo a las tablas API, obteniendo así el volumen de combustible consumido en las operaciones.

3.3 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS MEDIANTE MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

3.3.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Las centrales termoeléctricas que realizan generación eléctrica mediante motores de combustión interna, según el tipo de combustible utilizado, pueden ser

clasificadas como: Centrales con motores que utilizan diesel ó Centrales con motores que utilizan combustibles pesados como: bunker C, residuo de petróleo o fuel oil #4.

Es importante tomar en cuenta también, la diversidad existente entre las capacidades de generación, infraestructura y capacidad adquisitiva de las centrales que se encuentran actualmente operando en el país.

Las características más importantes de las centrales termoeléctricas cuyos motores utilizan combustibles pesados para generar energía eléctrica son:

1. Unidades de generación con potencia instalada superior a los 2 MW. La potencia instalada de la central depende de cuantas unidades disponga y generalmente supera los 5 MW.
2. Consumo de combustibles medianamente alto, dependiendo de la capacidad de generación de la central.
3. Capacidad adquisitiva media.
4. Niveles de control y automatización relativamente actualizados.
5. Tipos de combustibles utilizados: fuel oil #4, residuo de petróleo, o bunker C para generación, y diesel #2 para las operaciones de arranque, parada y mantenimiento de las unidades. Es necesario anotar que el diesel también es utilizado para dosificar el combustible pesado, mejorando así su fluidez y poder calorífico.

Las características más importantes de las centrales termoeléctricas cuyos motores utilizan diesel para generar energía eléctrica son:

1. Unidades de generación con potencia instalada entre 2 MW y 3 MW. La potencia instalada de la central depende de cuantas unidades disponga y a menudo no supera los 5 MW.
2. Consumo de combustibles mediano y bajo, dependiendo de la capacidad de generación de la central y del lapso que entra en operación.
3. Capacidad adquisitiva media y baja.
4. Niveles de control y automatización básicos y desactualizados, especialmente en las centrales pequeñas.
5. Tipo de combustible utilizado: diesel #2 para generación y las operaciones auxiliares de arranque, parada y mantenimiento de las unidades.

Se puede observar que existen algunas diferencias importantes entre los dos tipos de centrales de generación mediante motores de combustión interna, por lo tanto, es necesario formular una propuesta de medición de combustibles diferente para cada caso.

El sistema de medición a implementar cubre los siguientes aspectos:

1. Medición de flujo de combustibles en el área de recepción de la central.
2. Medición de nivel y cálculo de volumen de combustible disponible en los tanques de recepción y almacenamiento diario.
3. Medición y cuantificación del consumo neto de combustibles de cada unidad de generación.

3.3.2 CENTRALES QUE UTILIZAN COMBUSTIBLES PESADOS

La Figura 3.4 muestra un diagrama esquemático de la solución propuesta para este tipo de centrales.

3.3.2.1 ÁREA DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES

Las centrales termoeléctricas generalmente disponen de dos tuberías independientes de recepción de combustibles, en cada una de las cuales se deberán instalar medidores de flujo, para el control de la cantidad de combustible que recibe por parte de las empresas proveedoras.

3.3.2.1.1 TUBERÍA DE ENTRADA DE COMBUSTIBLE PESADO

En la tubería de entrada después de la válvula de compuerta controlada por la empresa proveedora del combustible, se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.6 conformado de los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo másico de diámetro nominal, aproximadamente $\frac{3}{4}$ del diámetro nominal de la tubería. Para su montaje se empleará reducciones concéntricas, se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, temperatura y presión) característicos de cada central. El medidor debe tener chaqueta de calentamiento con la finalidad de evitar el endurecimiento del producto y evitar daños del equipo y datos erróneos.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de barra de acero inoxidable, para su conexión en la tubería.

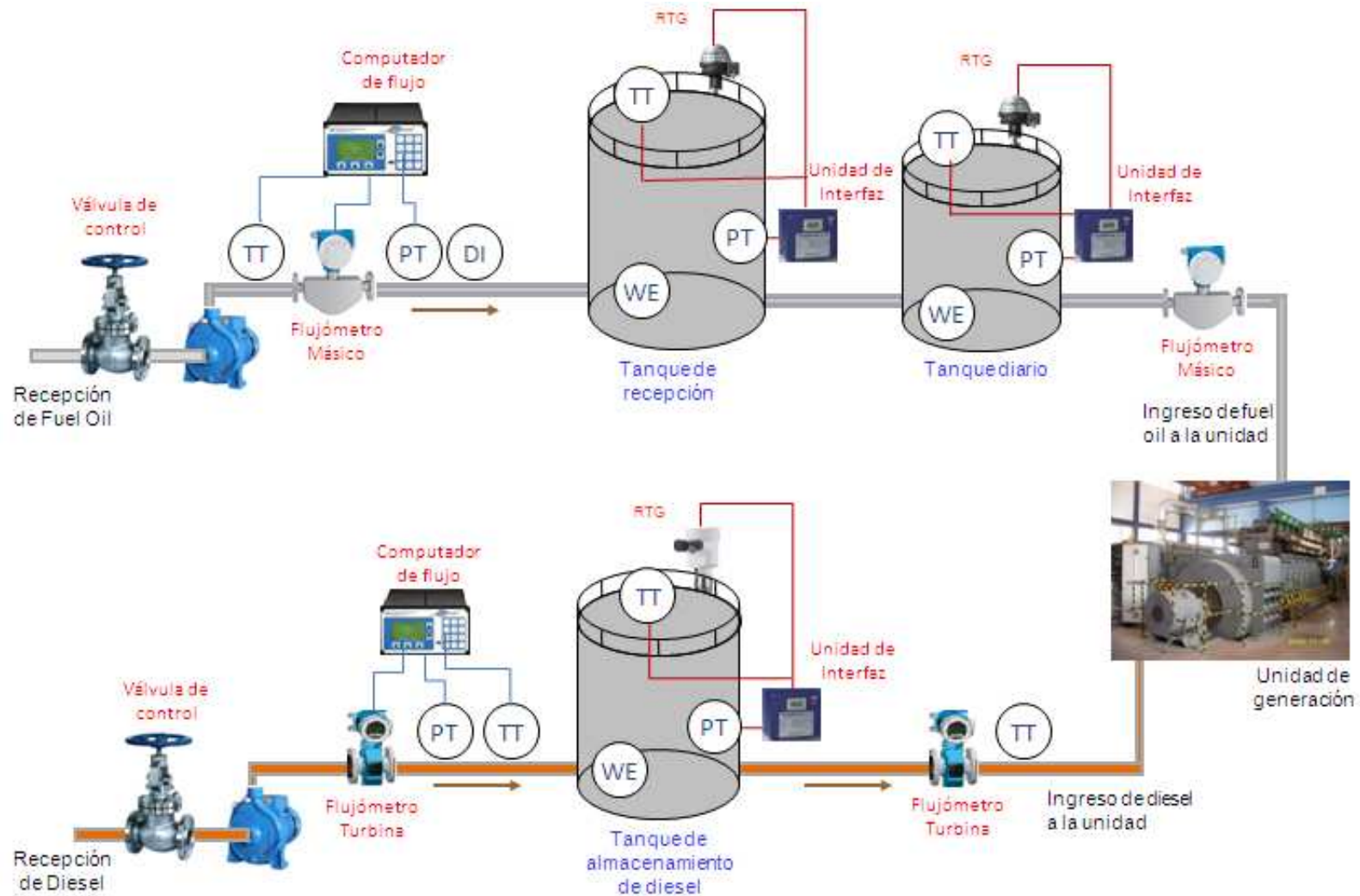


Figura 3.4 Solución propuesta para una central Termoeléctrica mediante motores de combustión interna a bunker

4. Indicador de densidad, utilizado para verificación del valor de densidad entregado por el medidor de flujo.
5. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 12, e ISO 6551 y 5168.

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.2.1.2 TUBERÍA DE ENTRADA DE DIESEL

En la tubería de ingreso al tanque de recepción (línea de descarga de la bomba), se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.3 conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal menor o igual al diámetro de la tubería. Se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los rangos de flujo característicos de cada central. Para la instalación se debe considerar una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de barra de acero inoxidable, para su conexión en la tubería.

4. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, enderezadores de flujo, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 12, e ISO 6551 y 5168.

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.2.2 TANQUES DE RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO

3.3.2.2.1 TANQUE DE RECEPCIÓN DE COMBUSTIBLES PESADOS

Para la medición del nivel de combustible en los tanques de almacenamiento se debe instalar un sistema de medición RTG conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de nivel tipo radar de onda abierta, a instalar en una brida de 3" soldada a la tapa de limpieza del techo (manhole). Para la selección del medidor de nivel se deberá considerar la distancia de la brida al borde del tanque tomando como referencia el diagrama de montaje del fabricante. Esto evitará poner fuera de servicio el tanque con el consiguiente paro de las unidades. Esta consideración es importante debido a que una mala ubicación ocasiona medidas erróneas. Otro condicionante para la selección de este medidor es que tenga la capacidad de eliminar ecos falsos ocasionados por la presencia del serpentín en el tanque.
2. Un sensor de temperatura multipunto conformado por sensores tipo RTD Pt-100 distribuidos a lo largo del tanque, soportado desde el techo mediante una brida de 2" y fijado al piso mediante un perno de anclaje.

3. Un transmisor de presión, incluido su manifold de acero inoxidable para acoplamiento en la parte inferior del tanque.
4. Un sensor de interface de agua de tipo capacitivo integrado al sensor múltiple de temperatura, incluyendo su respectivo termopozo.
5. Válvulas de aguja, de compuerta, bridas, y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por la unidad de interfaz ubicada al pie del tanque. Éste equipo procesará los datos, entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 3.2, 12.2, e ISO 6551 y 5168. Adicionalmente, entregará los valores de: masa, masa neta, nivel de agua, densidad corregida, tiempos de llenado y vaciado.

La señal de la unidad de interfaz se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.2.2.2 TANQUES DE CONSUMO DIARIO DE COMBUSTIBLES PESADOS

En cada uno de los tanques de consumo diario cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos, se debe instalar un sistema de medición de nivel de similares características al sistema a instalar en el tanque de recepción de combustible.

3.3.2.2.3 TANQUE DE DIESEL

Es necesaria la medición del volumen de combustible en el tanque de diesel para lo cual se debe instalar un sistema de medición de características similares a los sistemas a instalar en los tanques de almacenamiento de combustibles pesados, con una diferencia importante: el tipo de medidor de nivel a utilizar.

1. Medidor de nivel tipo radar de onda guiada, a instalar en una brida de 3" soldada en la tapa de limpieza del techo (manhole). La varilla debe tener un imán en el punto final que permita sujetarla al fondo del tanque. Con esto se evitará la realización de trabajos de soldadura de alguna base se sujeción.

3.3.2.2.4 TANQUES DE CONSUMO DIARIO DE DIESEL

Al igual que el caso anterior, en cada uno de los tanques de consumo diario de diesel cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos, se debe instalar un sistema de medición de nivel de similares características al instalado en el tanque de recepción.

3.3.2.3 CUANTIFICACIÓN DEL CONSUMO

3.3.2.3.1 CONSUMO NETO DE COMBUSTIBLES PESADOS

Tomando en consideración que no todo el combustible que ingresa a los motores es consumido, es necesario realizar la medición del flujo que ingresa a la unidad y del flujo que retorna hacia los tanques diarios, el consumo neto se obtendrá de la diferencia entre las dos medidas. En el caso de que el combustible no retorne a los tanques diarios, es necesario realizar adecuaciones mecánicas que posibiliten que el fluido retorne a un punto de la tubería después del medidor de ingreso a la unidad, evitando así cometer errores en el cálculo del consumo neto de combustibles.

Para realizar la medición de combustible en la tubería de entrada a los motores (y la tubería de retorno en caso de requerirse), se debe instalar en el sistema de calentamiento e impulsión (Booster), después del sistema de dosificación de combustible, un medidor de flujo másico tipo Coriolis, de un diámetro nominal que depende del tamaño de tubería y del rango máximo de flujo. Este medidor debe tener un transmisor totalizador que entregue los valores de flujo compensado, densidad y temperatura del fluido. El medidor deberá tener

chaqueta de calentamiento con la finalidad de evitar el endurecimiento del producto evitando daños del equipo y datos erróneos.

Es necesario prever todos los accesorios de montaje e instalación del medidor como: filtros, bridas, válvulas, reducciones, etc.

La señal del medidor de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.2.3.2 CONSUMO DE DIESEL EN LAS OPERACIONES AUXILIARES

Para la medición de la cantidad de diesel utilizado en las operaciones de encendido, apagado, y mantenimiento de cada unidad de generación, en la tubería de ingreso al motor, se debe instalar un medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal igual al diámetro de tubería, considerando una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.

Para la compensación por temperatura se debe instalar un transmisor con sensor tipo RTD en la tubería después del tramo recto del medidor de flujo (5 diámetros). Hay que referirse al plano típico de montaje, para la correcta instalación de este sensor.

Las señales de los instrumentos se deben transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, donde se realizará la compensación por temperatura de acuerdo a las tablas API, obteniendo así el volumen de combustible consumido en las operaciones.

3.3.3 CENTRALES QUE UTILIZAN DIESEL

La Figura 3.5 muestra un diagrama esquemático de la solución propuesta para este tipo de centrales.

3.3.3.1.1 ÁREA DE RECEPCIÓN

En la tubería de ingreso del área de recepción después de la válvula de compuerta controlada por la empresa proveedora (línea de descarga de la bomba en caso de existir un sistema de bombeo), se debe instalar un sistema de medición de flujo considerando la Norma API 5.3 conformado por los siguientes elementos:

1. Medidor de flujo tipo turbina de diámetro nominal menor o igual al diámetro de la tubería, se recomienda realizar un dimensionamiento adecuado del instrumento, tomando en cuenta las características del fluido a medir y los parámetros de proceso (rangos de flujo, temperatura y presión) característicos de cada central. Para la instalación se debe considerar una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.
2. Un sensor de temperatura tipo RTD con su respectivo termopozo.
3. Transmisor de presión, incluyendo la válvula de aguja de barra de acero inoxidable, para su conexión en la tubería.
4. Válvulas de compuerta, de retención, de bola, bridas, reducciones, enderezadores de flujo, filtros y accesorios en caso de requerirse.

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por un computador de flujo certificado para custodia y transferencia. Éste equipo registrará el caudal y lo totalizará entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 12.2, e ISO 6551 y 5168.

La señal del computador de flujo se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.3.1.2 TANQUE DE RECEPCIÓN

Para realizar la medición del volumen de combustible en el tanque de recepción, se debe instalar un sistema de medición conformado de los siguientes elementos:

1. Medidor de nivel tipo radar de onda guiada, a instalar en una brida de 3" soldada en la tapa de limpieza del techo (manhole). La varilla debe tener un imán en el punto final que permita sujetarla al fondo del tanque. Con esto se evitará la realización de trabajos de soldadura de alguna base se sujeción.
2. Un sensor de temperatura multipunto conformado por sensores tipo RTD Pt-100 distribuidos a lo largo del tanque, soportado desde el techo mediante una brida de 2" y fijado al piso mediante un perno de anclaje.
3. Un transmisor de presión, incluido su manifold de acero inoxidable para acoplamiento en la parte inferior del tanque.
4. Un sensor de interface de agua de tipo capacitivo integrado al sensor múltiple de temperatura, incluye su respectivo termopozo.
5. Válvulas de aguja, de compuerta, bridas, y accesorios en caso de requerirse.

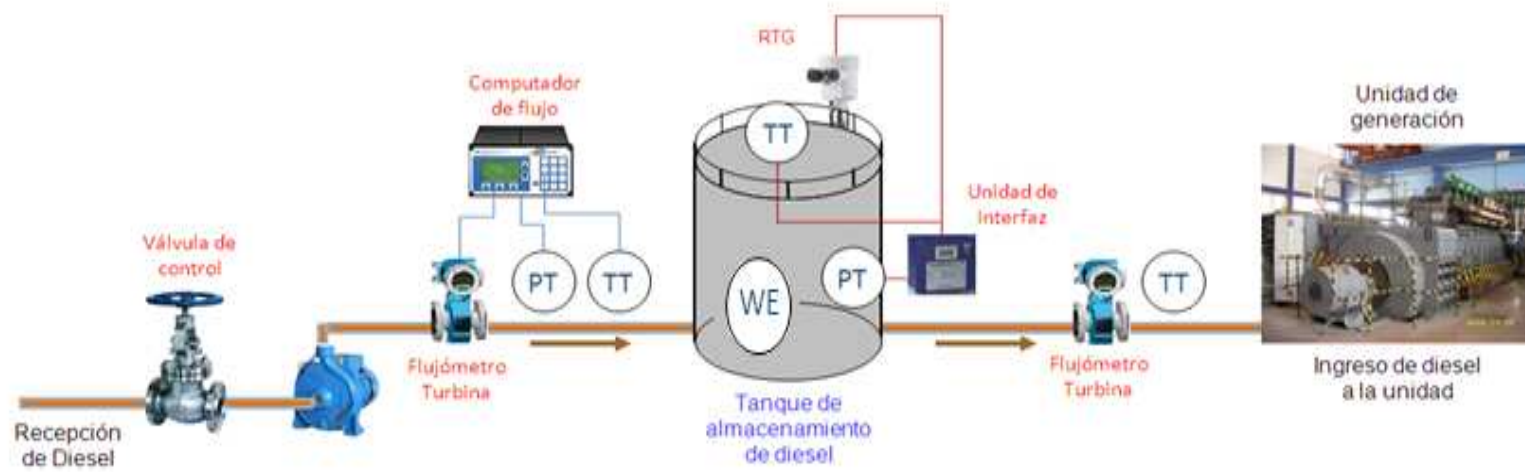


Figura 3.5 Solución propuesta para una central termoeléctrica mediante motores de combustión interna a diesel

Las señales del medidor e instrumentos serán recogidas por la unidad de interfaz ubicada al pie del tanque. Éste equipo procesará los datos, entregando volúmenes compensados por presión y temperatura, de acuerdo a Normas API 3.2, 12.2, e ISO 6551 y 5168. Adicionalmente, entregará los valores de: masa, masa neta, nivel de agua, densidad corregida, tiempos de llenado y vaciado.

La señal de la unidad de interfaz se debe transmitir utilizando cualquier protocolo industrial hacia la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, para visualización en la HMI local y para ser enviada al CENACE.

3.3.3.1.3 TANQUES DE CONSUMO DIARIO

Al igual que el tanque de recepción, en cada uno de los tanques de consumo diario de diesel cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos, se debe instalar un sistema de medición de nivel de similares características al instalado en el tanque de recepción.

En algunas centrales se dispone de un tanque de almacenamiento de reserva, es importante tomar en cuenta que en el caso de existir, se debe realizar la medición de nivel con un sistema de similares características al utilizado en el tanque de recepción.

3.3.3.1.4 CUANTIFICACIÓN DEL CONSUMO

Tomando en consideración que no todo el combustible que ingresa a los motores es consumido. Es necesario realizar la medición del flujo que ingresa a la unidad y del flujo que retorna hacia los tanques diarios, el consumo neto se obtendrá de la diferencia entre las dos medidas. En el caso de que el combustible no retorne a los tanques diarios, es necesario realizar adecuaciones mecánicas que posibiliten que el fluido retorne a un punto de la tubería después del medidor de ingreso a la unidad, evitando así cometer errores en el cálculo del consumo neto de combustibles.

Para realizar la medición de combustible en la tubería de entrada a los motores (y en la tubería de retorno en caso de requerirse), se debe instalar un medidor de flujo tipo turbina, de diámetro nominal igual al diámetro de tubería, considerando una distancia de 10 diámetros aguas arriba y 5 diámetros aguas abajo de tramo recto entre el medidor y cualquier otro instrumento.

Para la compensación por temperatura se debe instalar un transmisor con sensor tipo RTD en la tubería después del tramo recto del medidor de flujo (5 diámetros). Hay que referirse al plano típico de montaje para la correcta instalación de este sensor.

Las señales de los instrumentos se deben transmitir utilizando cualquier protocolo industrial a la RTU, a instalar dentro de un tablero en el cuarto de control, donde se realizará la compensación por temperatura de acuerdo a las tablas API, obteniendo así el volumen de combustible consumido.

Los requerimientos de medición de combustibles en las centrales termoeléctricas, independientemente del tipo de generación realizada o el tipo de combustible utilizado, cubren el monitoreo en tres áreas específicas de las plantas: recepción de combustible, almacenamiento y tuberías de Ingreso a cada unidad. En este capítulo se especifica la instrumentación mínima requerida para realizar el monitoreo de las variables de interés.

Los requerimientos mínimos para la implementación del sistema de adquisición de datos y supervisión de las operaciones, puede ser tratado de forma general tomando en consideración los aspectos técnicos característicos de cada central.

En el siguiente capítulo se especificarán las características principales y requerimientos mínimos de los equipos a utilizar en la implementación del sistema de control y adquisición de datos de las centrales termoeléctricas.

CAPÍTULO 4

ARQUITECTURA Y CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA SCADA

Después de haber identificado las áreas de interés del presente proyecto, y luego de haber realizado la especificación de los instrumentos y equipos necesarios para cumplir con los requerimientos mínimos de medición del uso de combustibles en cada central termoeléctrica, es necesario detallar las características técnicas mínimas del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) y las interfaces Hombre-Máquina (HMI) de las estaciones de ingeniería de cada central.

Estas especificaciones están en conformidad con las leyes y regulaciones ecuatorianas pertinentes, así como con la última emisión de los siguientes códigos y estándares:

- ANSI 37.90A-1074: Standard for Industrial Control Equipment.
- NEMA ICS1- 190: Test and Procedures.
- NEMA-ICS3-304: Programmable Controllers.
- NEMA ICS 3: Industrial System.
- NEMA ICS 6: Enclosures for Industrial Controls and Systems.
- ISA-S50.1: Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Process Instruments.
- ISA – RP55.1: Hardware Testing of Digital Process Computers.
- API 550: Part 1 Process Instrumentation and Control.

4.1 ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La Figura 4.1 muestra el esquema general de la arquitectura del sistema a implementar en cada central.

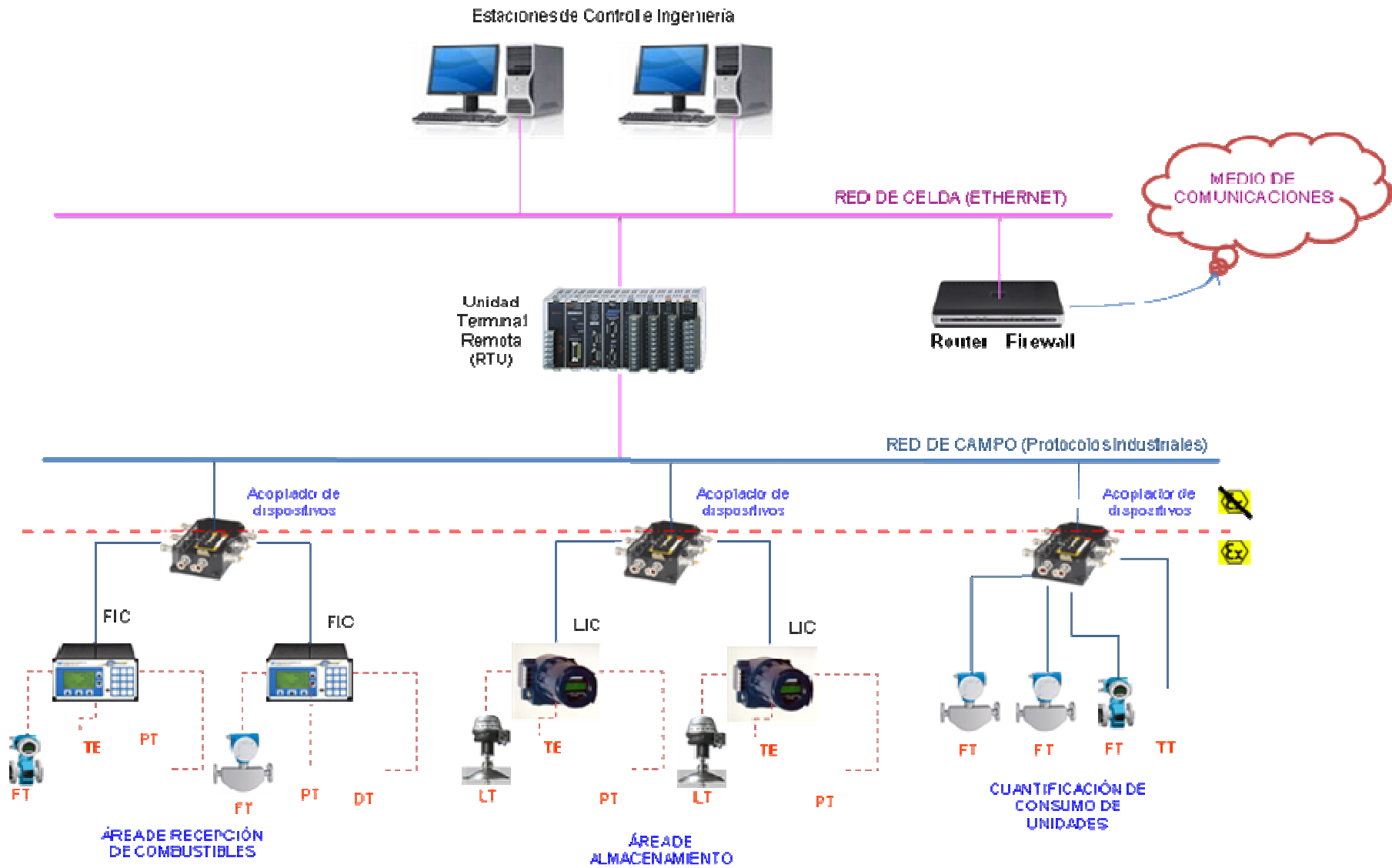


Figura 4.1 Arquitectura general del sistema propuesto

Para este proyecto se ha previsto la implementación de un sistema SCADA local, encargado del monitoreo y supervisión de las áreas de recepción, almacenamiento e ingreso de combustibles a cada unidad de generación. Adicionalmente, el sistema debe permitir la posibilidad de integrar los demás subprocesos de cada planta como pueden: ser los sistemas de refrigeración, motores de combustión interna, calderas, turbinas, control del sistema de generación eléctrica, sistema de distribución, transformadores, etc.

Este sistema deberá ser flexible de tal manera que pueda ser expandido para permitir el control remoto de otras facilidades del cliente, o facilidades adicionales futuras dentro del mismo campo de acción de este proyecto, así como la supervisión por parte de CENACE.

El sistema deberá proveer operación confiable, precisa y a tiempo, además de la información histórica correspondiente.

El sistema deberá asegurar que la operación de central se mantendrá inclusive durante una caída de las telecomunicaciones entre la central y CENACE.

4.1.1 ELEMENTOS DEL SISTEMA SCADA

El sistema SCADA a implementar para la supervisión de los subprocesos existentes en cada central termoeléctrica está constituido de los siguientes elementos:

- Nivel de campo
- Sistema de adquisición de datos
- Sistema de comunicaciones
- Hardware y software del SCADA
- Centro de control

4.1.2 NIVEL DE CAMPO

La solución planteada contempla la implementación de un bus de campo en cada central. El objetivo es reemplazar los sistemas de control centralizados por redes de control distribuido mediante el cual permita mejorar las prestaciones del sistema, reducir los costos y mejorar la eficiencia. Para ello se basa en que la información que envían y/o reciben los dispositivos de campo es digital, lo que resulta mucho más versátil que si se recurre a métodos analógicos. Además, cada dispositivo de campo es un elemento inteligente y puede llevar a cabo funciones propias de control, mantenimiento y diagnóstico. De esta forma, cada nodo de la red puede informar en caso de falla del dispositivo asociado, y en general sobre cualquier anomalía asociada al dispositivo. Esta monitorización permite aumentar la eficiencia del sistema y reducir la cantidad de horas de mantenimiento necesarias.

Debido a la gran cantidad de protocolos industriales existentes en el mercado, queda abierta la posibilidad de que cada central seleccione la tecnología a utilizar de acuerdo con sus requerimientos técnicos.

Los siguientes son los requerimientos mínimos que debe cumplir el protocolo de campo seleccionado:

1. Deberá ser un sistema robusto y resistente al ambiente industrial.
2. Deberá tener altas prestaciones, lo que posibilite un eficiente esquema de direccionamiento, descarga y ejecución remota de programas, transmisión de los datos del proceso en tiempo real y determinística, en forma cíclica, recuperación de datos, facilidad de mantenimiento y reparación.
3. Deberá tener altos niveles de seguridad de la red, opcionalmente con procedimientos de autenticación de la información.

4. Deberá garantizar seguridad intrínseca en la operación mediante la utilización de: fuentes, repetidores, acopladores de segmentos, terminales y barreras intrínsecas con aprobaciones para trabajar en áreas clasificadas como peligrosas, donde existe riesgo de explosión por la manipulación de petróleo o sus derivados.

Los dispositivos requieren un certificado FISCO (Concepto de un Bus de Campo Intrínsecamente Seguro) o similar, como está definido en la Norma IEC 60079-27.

Los siguientes son los principios básicos del modelo FISCO.

- Cada segmento tiene sólo una fuente de energía.
- Los instrumentos pueden ser alimentados a través del bus o a través de una fuente independiente (intrínsecamente segura).
- Cada dispositivo consume una corriente constante de al menos 10 mA.
- Los dispositivos de campo siempre actúan como nodos pasivos. Aunque una estación esté transmitiendo y no se alimente el bus.
- Existe un terminal del bus pasivo para cada final de la línea del bus. Es necesario utilizar un terminal al inicio del bus y otro al final.
- Son posibles topologías en línea, árbol o estrella.

Las Tablas 4.1 y 4.2 muestran las características técnicas de cada uno de los dispositivos conectados a la red.

Parámetro	Valor requerido
Localización del aparato	Zona 0 (División 1)
Grupo de gas	IIA(Grupos C y D)
Voltaje de salida en circuito abierto	24 V máximo
Corriente de salida en circuito cerrado	250 mA máximo
Potencia de salida	1,2 W máximo

Fuente: Intrinsically Safe Systems, Fieldbus Foundation

Tabla 4.1 Especificaciones I.S. para fuentes de poder

Parámetro	Valor requerido
Voltaje por dispositivo	24 V
Corriente por dispositivo	250 mA
Potencia de entrada	1,2 W
Capacitancia residual	5 nF máximo
Inductancia residual	20 uH máximo
Clasificación I.S.	Ex ia IIC ó Ex ib IIC; T4*

* T4: clase de temperatura: 135 °C

Fuente: *Intrinsically Safe Systems, Fieldbus Foundation*

Tabla 4.2 Especificaciones I.S. para dispositivos, terminales y barreras

El tipo de cable a utilizar para la interconexión de los instrumentos de campo puede ser de dos tipos:

- Tipo A: Par trenzado simple, pantalla individual.
- Tipo B: Cable multipar trenzado, pantalla general.

La Tabla 4.3 muestra las características generales de cada tipo de cable.

	Tipo A	Tipo B
Diseño del cable	Par trenzado simple pantalla individual	Multipar trenzado, pantalla general
Sección máxima del conductor	0,8 mm ² (AWG 18)	0,32 mm ² (AWG 22)
Resistencia de lazo (DC)	44 Ω/km	112 Ω/km
Impedancia (31,25 KHz)	100 Ω ± 20%	100 Ω ± 30%
Atenuación (39 KHz)	3 dB/km	5 dB/km
Capacitancia asimétrica	2 nF/km	2 nF/km
Retardo máximo de cambio en la propagación (7,9 a 39 KHz)	1,7 us/km	No especificado
Cobertura máxima de la pantalla	90%	No especificado
Extensión de red recomendada (Incluido derivaciones)	1.900 m	1.200 m

Fuente: *Intrinsically Safe Systems, Fieldbus Foundation*

Tabla 4.3 Características generales de los cables para buses de campo

5. Las derivaciones entre los acopladores de segmentos y los dispositivos de campo se realizarán utilizando la Norma IEC 1158-2 (modulación de la señal en los cables de alimentación para áreas peligrosas).

6. El bus principal que conecta los acopladores de segmentos y la RTU puede ser realizado utilizando estándares de la capa física RS-232, RS-485, y por medios como conductores de cobre, Fibra Óptica, enlaces inalámbricos, etc.

Es importante recordar que el número máximo de dispositivos especificado por la mayoría de fabricantes de buses de campo es de 32 por segmento sin repetidores, lo que no se indica es que mientras mayor es el número de dispositivos y la distancia de conexión las prestaciones de la red decaen drásticamente; por lo tanto, es recomendable realizar el diseño de la red tomando en consideración: el número total de dispositivos y el consumo de energía de cada uno, la longitud del bus, el número de derivaciones, terminales y barreras a utilizar, el tipo de cable, nivel de pérdidas y atenuaciones de la señal. Una recomendación general, todos los dispositivos e instrumentos conectados a la red necesitan un voltaje mínimo de 9 V para su correcto funcionamiento.

7. Las instalaciones y la red se realizarán de acuerdo a la norma API RP540: tubería conduit rígida, bandejas portacables, accesorios, cables y conectores necesarios para satisfacer la arquitectura del sistema propuesto.

4.1.3 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Una parte muy importante en los sistemas de supervisión y control, son los equipos de adquisición de datos, para estas aplicaciones se utilizarán Unidades Terminales Remotas RTUs. Dependiendo del tamaño de la central y de la capacidad adquisitiva, será necesario la utilización de una o varias RTUs enlazadas en una red corporativa de propiedad de cada agente generador.

En el caso de que la central disponga de un PLC u cualquier otro equipo de adquisición de datos (IED) instalado y con prestaciones adecuadas para la

integración del nuevo sistema, se lo puede utilizar en reemplazo de la RTU especificada.

La RTU enlazará el nivel de campo y el nivel de celda de la planta. La conexión con el nivel de campo se realizará mediante módulos de comunicación que soporten el protocolo industrial seleccionado para la implementación del bus de campo. La conexión con el nivel de celda se realizará mediante un switch hacia la red Ethernet, utilizando los protocolos: DNP 3.0 ó IEC 870-5-101 sobre TCP/IP.

Las RTUs a utilizar deben tener las siguientes características:

- Deberá ser un equipo modular redundante con facilidades de expansión, equipado con módulos para entradas análogas de 4-20 mA y digitales, salidas análogas y discretas, módulos de comunicación para protocolos de redes industriales, módulos de salidas discretas y análogas.
- Deberá soportar el protocolo de comunicación industrial seleccionado para todos los PLCs e instrumentos de campo. Además de los protocolos utilizados por los entes reguladores: DNP 3.0, IEC 870-5-101, RP570.
- Una característica importante que deberá cumplir este dispositivo es su nivel de seguridad por clave de acceso (password) tanto para la modificación del programa como para el acceso a sus funciones.
- El sistema operativo incorporado en el equipo deberá poseer la capacidad de realizar funciones específicas como: funciones aritméticas, funciones lógicas, secuenciales, de temporización, de conteo, debe tener la capacidad de realizar algoritmos de control industrial como el caso de compensación de flujo por temperatura entre otros.

4.1.4 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las señales de campo provenientes de los instrumentos de medición serán recogidas por una o varias RTUs, mediante una red de campo soportada por cualquiera de los protocolos industriales existentes en el mercado. Las RTUs realizarán el procesamiento de la información para posteriormente transmitirlo a las estaciones de control mediante la utilización de una red de área local (LAN) de alto rendimiento soportada bajo los protocolos utilizados por los entes de regulación, permitiendo la optimización de los recursos al momento de la interconexión con los mismos.

El sistema de comunicación deberá permitir comunicar el centro de control con cualquiera de las unidades y los centros de control de los agentes reguladores las 24 horas del día durante los 365 días del año en forma ininterrumpida, obteniendo la información en tiempo real y disponiendo de versatilidad para que las comunicaciones puedan ser efectuadas en forma alámbrica o inalámbrica según la necesidad.

La comunicación con el sistema EMS del CENACE se puede realizar a través de los siguientes medios.

- Enlaces de Fibra óptica, entre los centros de control de las centrales termoeléctricas y el e-LAN server más cercano de propiedad del CENACE.
- Mediante PLC (Power Line Carrier) mediante la interconexión entre la RTU principal de cada central y las RTUs de propiedad de TRANSELECTRIC.
- Enlace por medio del internet hacia el e-LAN server ubicado en Santa Rosa, utilizando cualquiera de los protocolos aceptados por este equipo: DNP 3.0 (serial), IEC 870-5-101 (serial), mediante la utilización de un convertidor de protocolos (gateway).

De acuerdo con los requerimientos presentados en la regulación 005/08 “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del sistema nacional interconectado por parte del CENACE” emitida por el CONELEC, para las centrales termoeléctricas cuya capacidad de generación supere los 5 MW, la comunicación se realizará utilizando las dos primeras opciones y para las centrales cuya capacidad de generación es inferior a 5 MW la comunicación se realizará mediante la tercera opción.

4.1.5 HARDWARE Y SOFTWARE DEL SCADA

Después de realizar un análisis preliminar de la situación de las centrales termoeléctricas, se pudo observar que la mayoría ya disponen de un sistema SCADA local encargado del monitoreo y supervisión de los procesos de generación de cada planta; por lo tanto, es recomendable que el nuevo sistema se integre en la arquitectura de control existente.

En el caso de las centrales pequeñas, el nuevo sistema puede servir como plataforma para la automatización de todos los procesos de la planta, con lo cual se cubriría los requerimientos de la regulación 05/008 formulada por el CONELEC.

De manera general, es necesario disponer de por lo menos un servidor redundante para la gestión del nuevo sistema y una estación de ingeniería para la implementación de la HMI encargada de la supervisión.

Las características generales de los equipos a utilizar para la gestión del nuevo sistema son las siguientes:

- Computador
 - Procesadores INTEL XEON cuádruple E5345 2x4 MB Cache, 2.33 Ghz, 1333 Mhz FSB

- Sistema operativo: Windows XP server R2, Edición Estándar, Inglés, con SP2, incluye 5 Cals Memoria DIMM 4GB, 667 Mhz (4x1 GB) Dual Ranked de buffer completo.
 - Tarjeta de video: similar a la integrada Intel GMA3100
 - Disco duro 250 GB hard drive SATA de 3,5 “, 7200 RPM.
 - DVD R/W: CD-RW/DVD-ROM IDE 48X
 - Protección de energía redundante con cable Y y cables rectos.
 - Puertos Ethernet: 2X Tarjeta de interfaz red Ethernet para puerto único Broadcom NetXtreme 5708 puerto Gigabit, los mismos que permitan implementar redundancia en la comunicación de datos entre el sistema de control de uso de combustibles y el sistema SCADA local.
 - Monitor plano de 21” SVGA,
 - Teclado USB en español Latinoamérica
 - Mouse óptico de dos botones con Scroll.
 - Puertos: 8 USB, 1 conector serial, 1 conector paralelo.
-
- Switch industrial
 - Switch 12 puertos 10/100 Base TX más 2 puertos 10/100 Base FX (Fibra óptica) industrial.
 - Alimentación 24 V.
-
- Firewall
 - El firewall debe determinar acceso a servicios de red por medio de control de accesos, autenticación, prevención y filtraje de paquetes.
 - Debe ser un módulo de protección de red de hasta 32 dispositivos y hasta 64 redes.
 - 2 puertos 10/100 Base TX.
 - Alimentación: 24 V.
 - Grado de protección IP30.
 - Encriptación de datos IPSec o superior.

- Gateway
 - Dispositivo para interconexión de redes sobre DNP 3.0 TCP/IP hacia el e-LAN Server (DNP 3.0 serial).
 - 2 puertos seriales RS-232
 - 2 puertos RS-485
 - 2 puertos 10/100 Base TX.
 - Alimentación: 24 V.

4.1.5.1 INTERFAZ HOMBRE MÁQUINA (HMI)

El objetivo general del desarrollo de una interfaz hombre-máquina para la supervisión y monitoreo es el permitir al operador una visión amplia de los procesos de generación de cada central. Facilitando un monitoreo en tiempo real de las variables de control, así como la gestión y procesamiento de la información recolectada desde los dispositivos de campo.

4.1.5.1.1 ENTORNO NORMATIVO

A nivel internacional no ha existido hasta ahora una línea clara a seguir acerca del diseño de las HMI. Ante la falta de estándares claros en torno al mundo de la interfaz hombre-máquina, se recomienda acoger las recomendaciones del comité ISA-SP101 y los siguientes estándares:

- ISA-SP77: Fossil Power Plants Standards
 - ISA-TR77.60.04-1996: Fossil Fuel Power Plant Human-Machine Interface: CRT Displays
 - ISA-RP77.60.02-2000: Fossil Fuel Power Plant Human-Machine Interface: Alarms.
- ISA-SP18: Instruments Signals and Alarms
- ISA-SP84: Programmable electronic Systems for Safety Applications
- ISA-SP5: Documentation/Symbols.

Para el desarrollo de las aplicaciones (HMI) de cada central termoeléctrica, se recomienda la utilización de un paquete computacional abierto, que permita la integración de equipos de varias marcas sin presentar restricciones de ningún tipo.

A continuación se realizará una descripción de los requerimientos mínimos que deben tenerse en cuenta en el desarrollo del programa de supervisión y los datos mínimos que cada central debe entregar al centro de control EMS del CENACE.

4.1.5.1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS HMI

La interfaz hombre-máquina deberá presentar en tiempo real toda la información de la planta, es importante que la información presentada sea correcta, de modo que asegure una operación segura tanto para el personal como para los equipos.

La interfaz deberá ser configurada de tal forma que permita una fácil expansión o modificación, por tanto el programa se desarrollará en base a subrutinas genéricas y será totalmente documentado con comentarios en el programa fuente.

Se deberá crear una aplicación de fácil manejo que permita crear y editar las acciones automáticas personalizadas por el usuario con acciones secuenciales y de condicionamiento, que en relación al sistema automático sean pequeñas.

Se debe crear una aplicación capaz de correr en Windows 98, Windows NT, Windows 2000, Windows XP o Windows Server 2003.

Deberá permitir la conectividad con estándares como: Microsoft Access, Microsoft SQL, Server Microsoft Data Engine (MSDE), Open Database Connectivity (ODBC), Object Linking and Embedding (OLE), OLE-DB for

Database Interface, ActiveX Technologies, OLE for Process Control (OPC), Visual Basic for Applications (VBA).

Deberá permitir acceso SQL a su base de históricos para que sus datos puedan ser fácilmente transferidos a otras aplicaciones que manejan hojas de cálculo como EXCEL o base de datos como Sybase, Oracle o SQL server que serán manejados desde el mismo servidor de red.

La aplicación deberá permitir el almacenamiento de todos los reportes, datos históricos, alarmas y eventos de todo el sistema para poder ser vistos y revisados posteriormente.

Todos los cálculos de compensación de temperatura serán realizados usando computadores de flujo para el área de recepción. Estos computadores procesarán los datos y generarán reportes que serán guardados y luego integrados al SCADA. En aquellos medidores de flujo que no dispone de un computador de flujo, se realizará las compensaciones por temperatura de acuerdo a las tablas API en la RTU. El Software del SCADA deberá permitir generar y guardar reportes de medición fiscal.

El módulo de base de datos deberá tener las siguientes funcionalidades:

- Orientado a objetos.
- Relacional
- Escalable
- Basado en Windows
- Permitir modificaciones en línea

El módulo de reportes deberá tener las siguientes funcionalidades:

- Generar reportes básicos como: estado del sistema, listado de alarmas, listado de eventos.

- Tener una herramienta de configuración de reportes el cual permita colocar los reportes en línea, sin ejecutar re-inicializaciones del SCADA.

El módulo de tendencias debe permitir manejar tendencias tanto en tiempo real como históricas. Los reportes serán similares a los que se manejan en la actualidad de manera manual, se dejará sistematizado para evitar levantar un reporte de forma manual. La información en detalle de las bitácoras de operación será proporcionada durante el desarrollo del proyecto.

El Software permite el acceso de personal para su mantenimiento (u operación eventual) en tiempo real y el acceso a las variables históricas que está dentro de la RTU para el chequeo respectivo de los valores y cambiarlos en caso de ser necesario (sujeto a restricciones de clave de acceso "password").

Las pantallas desarrolladas deberán tener concatenación si es necesario y ser consistentes entre sí de modo que existan las mismas directivas en todas las pantallas.

Deberán ser amigables con el usuario, que posibilite la comprensión por parte de personal de planta con conocimientos medios de programación.

Las siguientes pantallas deberán estar implementadas en el sistema:

- Visión general de la planta, visión de los diferentes subsistemas, el diagrama permitirá que el operador ubique rápidamente las distintas áreas.
- Visión general de cada área de medición de interés del presente proyecto, como mínimo las tres áreas: Área de recepción de combustibles, área de almacenamiento y área de medición de consumo por unidad de generación.

- Pantalla de alarmas en tiempo real e histórico, con la posibilidad de generación de reportes de alarmas. El sistema deberá tener la posibilidad de organizar alarmas en grupos y procesos para que sea posible investigar alarmas en cada grupo por separado.
- Pantallas de generación de reportes diario, semanal, mensual o en cualquier rango de tiempo, libro de registros de incidentes en orden histórico.
- Despliegue en línea de ayuda al operador, para cada una de las pantallas y elementos de la misma, se posibilitará la obtención de ayuda en línea.
- Despliegue de catálogos de los instrumentos, las especificaciones, rangos de operación, los planos, los manuales de cada elemento existente en la pantalla que esté siendo monitoreado por el sistema supervisorio.
- El módulo de gráficos tiene las siguientes funcionalidades:
 - Provee protección de password para los despliegues creados.
 - Permite que múltiples despliegues puedan ser vistos en la pantalla simultáneamente, realizando arreglos como mosaicos o cascadas.
 - Los despliegues son transportables; es decir, se debe poder copiar un despliegue a otro nodo de la red sin la necesidad de editar o restablecer conexiones dinámicas.
 - Tiene herramientas de animación de objetos.
 - Los despliegues tienen opciones de menú (dependiendo del nivel de usuario que se conecte), los cuales permiten entre otras funciones, la de imprimir el despliegue.

Para la implementación de las pantallas modelo, en este caso se seleccionó el paquete computacional Intouch 9.5 de Wonderware.

El software del sistema de monitoreo Intouch 9.5 se eligió en base a las normas y estándares industriales internacionales, siguiendo la tendencia del desarrollo de los sistemas dedicados para control industrial más modernos.

El paquete computacional Intouch es un software concebido para crear aplicaciones de interfaz hombre-máquina. La versión 9.5 de este paquete proporciona una sola visión integrada de todos los recursos de control e información.

A continuación se realiza una descripción más detallada de las diferentes funciones de cada una de las pantallas de usuario desarrolladas en el programa de simulación.

4.1.5.1.3 PANTALLA DE ACCESO

Es la primera pantalla que aparecerá al iniciar la aplicación y realiza la función de verificación de usuarios y claves de acceso al sistema.

La Figura 4.2 muestra una pantalla de acceso modelo con los requerimientos mínimos de seguridad.



Figura 4.2 Pantalla de acceso

Se debe crear una aplicación que permita que el administrador del sistema diseñe los niveles jerárquicos de acceso al sistema y que establezca a que despliegues y comandos tenga acceso cada usuario o grupos de usuarios para evitar que el personal no autorizado haga cambios al sistema y/o ejecute comandos de control.

El panel puede ser configurado para permitir al operador realizar inicio de sesión "LOGIN" y cierre de sesión "LOGOUT". La selección de la información a ser desplegada será realizada a través de las diferentes presentaciones y menús presentados en pantallas (despliegues).

Después de ingresar el nombre de usuario y la clave correctamente se tiene acceso a la pantalla principal dónde se podrá realizar algunas funciones dependiendo del nivel jerárquico de cada usuario.

4.1.5.1.4 PANTALLA PRINCIPAL

La Figura 4.3 presenta la pantalla principal desarrollada para una central de generación termoeléctrica mediante motores de combustión interna que utilizan diesel como combustible principal.

La pantalla principal mostrará una visión general de la planta, ubicando cada una de las áreas de supervisión de interés.

La pantalla deberá presentar un menú principal con los botones que permitan una fácil navegación a través del programa y que sirvan de ayuda al operador. Adicionalmente se puede presentar una pantalla de alarmas generales e indicadores de estado de las alarmas de cada área de la planta.

En la pantalla se puede adicionalmente presentar los valores de proceso como: flujos, temperaturas niveles, volúmenes y presiones en cada área de proceso (mínimo las tres áreas antes determinadas).

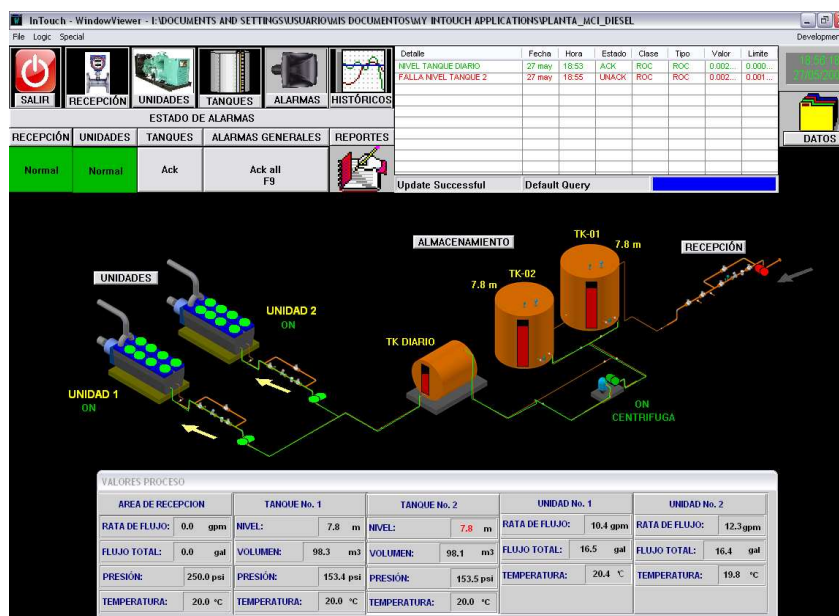


Figura 4.3 Pantalla general para una central de generación MCI a diesel

Al pulsar el botón “DATOS” (Figura 4.4) se despliega una pantalla auxiliar en la cual se puede escoger los datos adicionales que se quiere observar de cada área de la planta, pudiendo ser: catálogos técnicos de los equipos e instrumentos, planos de instalación, tablas de calibración, datos específicos del proceso, registros de mantenimiento, documentos de ayuda, etc.

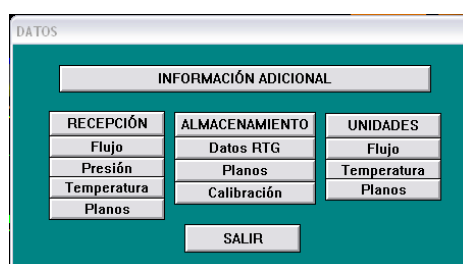


Figura 4.4 Pantalla de Datos

Al pulsar el botón “REPORTES” se abre una aplicación del programa HMI Reports Run Time de Wonderware (Figura 4.5), encargado de la generación de los reportes de consumo de combustibles de la planta. Esta aplicación permite al usuario generar reportes en el momento que desee dependiendo del nivel de jerarquía que posea, adicionalmente permite la generación de reportes automáticamente, los cuales son almacenados en una base de datos por meses y

años. Adicionalmente pueden ser publicados en la web o enviados a un servidor maestro como es el caso del EMS del CENACE.

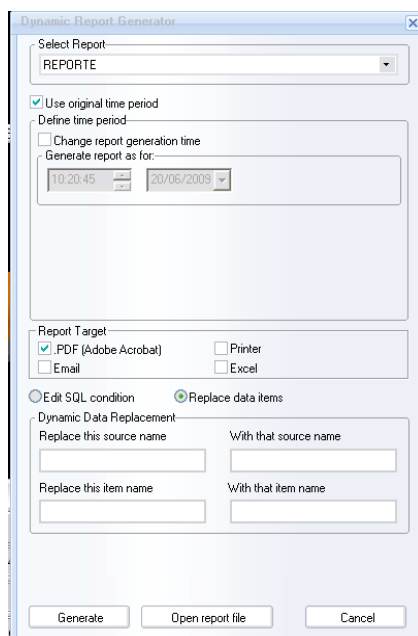


Figura 4.5 HMI Reports Run Time, Dynamic Report Generator

Como requisito mínimo en la presentación de reportes por parte de los agentes generadores, se debe presentar lo siguiente:

- Valores de rata de flujo, flujo total compensado, presión, y temperatura, en cada tubería de entrada de combustibles del área de recepción.
- Valores de nivel, volumen compensado, presión, temperatura, y porcentaje de agua, de cada tanque de almacenamiento de combustibles.
- Valores de rata de flujo, flujo total compensado y temperatura de cada tubería de ingreso (y retorno en caso de existir) a cada una de las unidades de generación.

La información que debe ser enviada al CENACE se resume en la siguiente tabla.

Área de recepción	Tanques de almacenamiento	Unidades de generación
Rata de flujo	Nivel	Rata de flujo
Flujo Total	Volumen Total	Flujo Total
Presión de proceso	Presión	Presión de proceso
Temperatura de proceso	Temperatura de almacenamiento	Temperatura de proceso
Densidad (en caso de existir)	Nivel de agua	Densidad (en caso de existir)

Tabla 4.4 Información a enviar al CENACE

4.1.5.1.5 PANTALLAS ESPECÍFICAS

Se puede desarrollar pantallas específicas para cada área. En este caso se presentan las pantallas desarrolladas para las tres áreas principales a supervisar: Pantalla de recepción de combustibles (Figura 4.4), pantalla de almacenamiento de combustibles (Figura 4.5), pantalla de ingreso de combustible a las unidades (Figura 4.6).

Se puede observar que al igual que la pantalla principal, cada una de las pantallas presenta el menú principal, así como la pantalla de estado de alarmas, valores de proceso y estado (ON/OFF) de las unidades de generación.

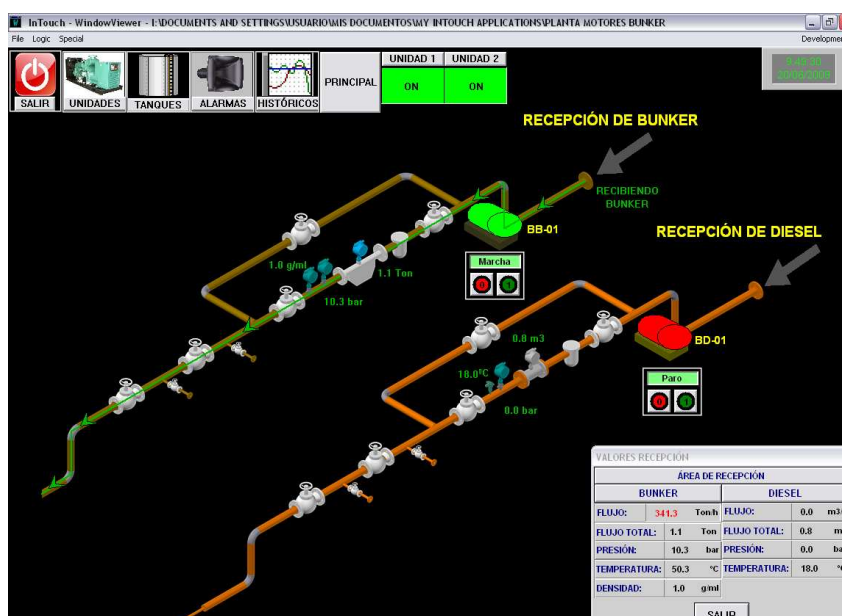


Figura 4.3 Área de recepción de una central a Vapor

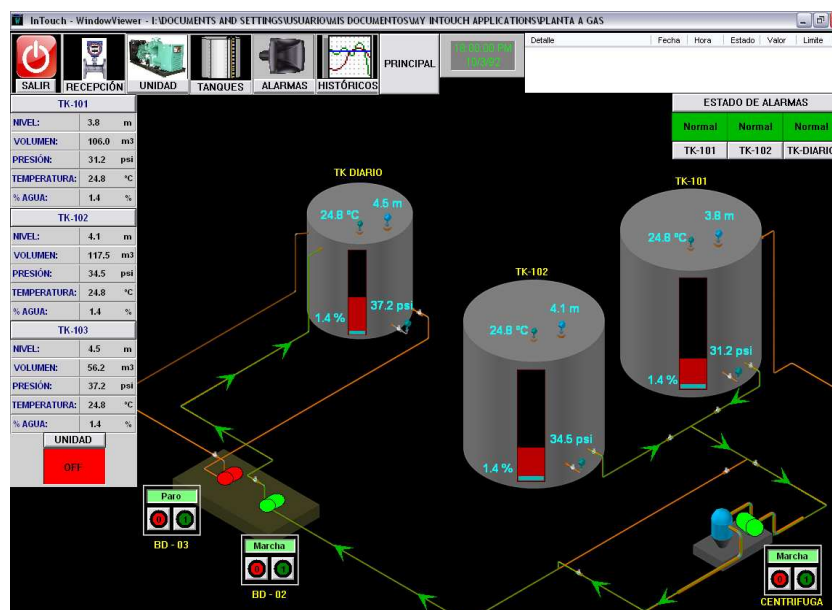


Figura 4.4 Pantalla de almacenamiento planta a Gas

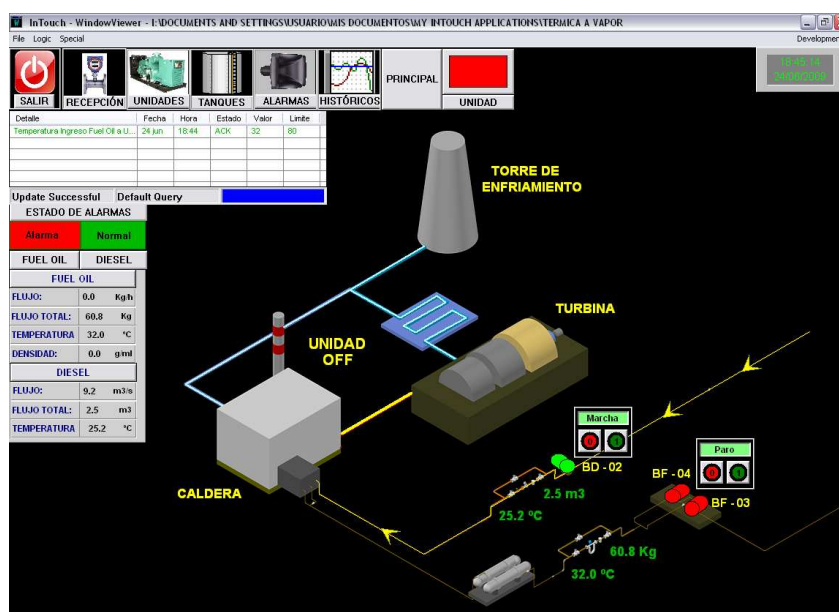


Figura 4.6 Pantalla Unidad a vapor

4.1.5.1.6 PANTALLA DE ALARMAS

La pantalla de alarmas generales presenta dos cuadros: el de alarmas en tiempo real y el histórico de alarmas del proceso. Adicionalmente presenta los indicadores de estado de las alarmas de cada área con la posibilidad de generación de reportes y los valores de proceso. El tipo, número y clase de

alarma se determinará en la ingeniería de detalle conjuntamente con los ingenieros de planta.

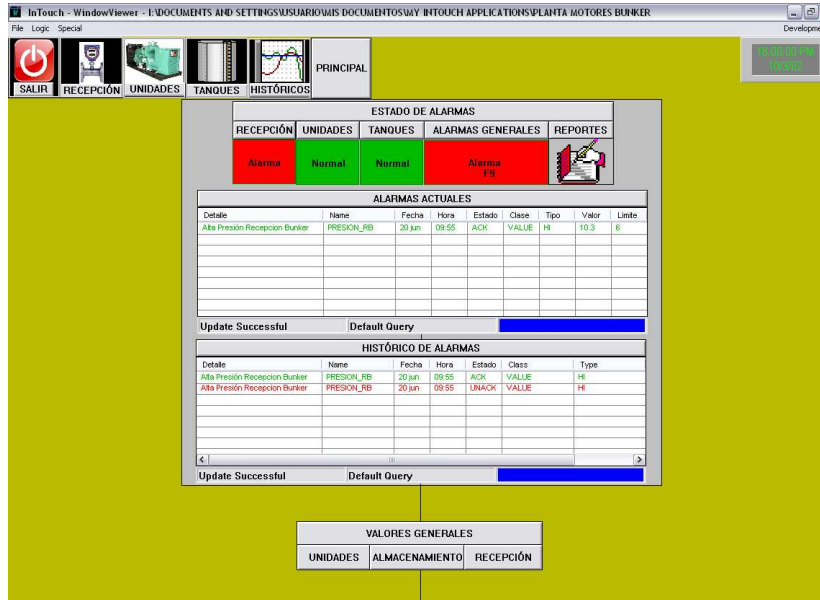


Figura 4.7 Pantalla de alarmas

4.1.5.1.7 PANTALLA DE HISTÓRICOS

En la pantalla de históricos se presenta dos cuadros (requisito mínimo), dónde se realiza despliegues en tiempo real e histórico de cada una de las variables, así como la posibilidad de generar reportes.

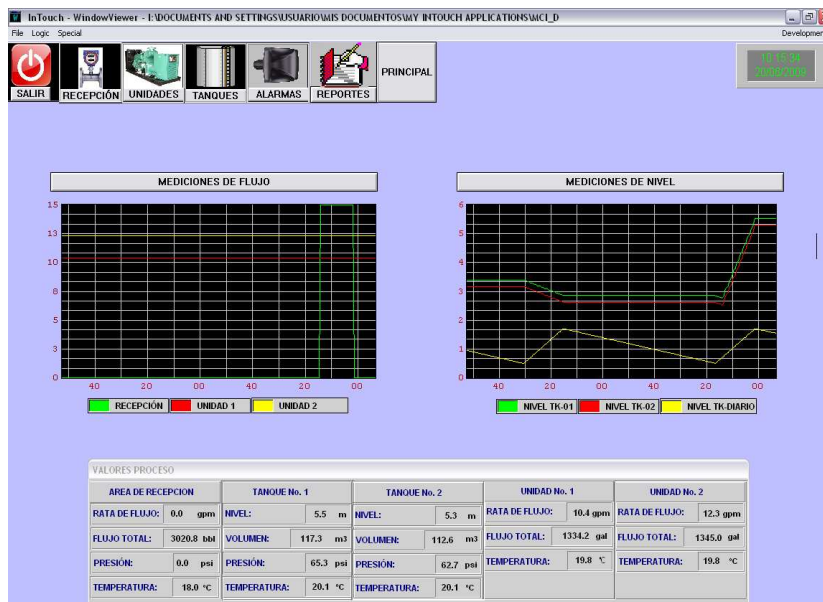


Figura 4.8 Pantalla de Históricos

Por tratarse de un desarrollo modelo, en todas las pantallas se despliegan los requerimientos mínimos, queda abierta la posibilidad de expandir la aplicación de acuerdo con los requerimientos de cada agente generador.

El propósito de este desarrollo es presentar una guía de diseño de las pantallas encargadas de la supervisión del nuevo sistema, por lo tanto no se debe entender como mandatorio al momento de implementar cada HMI. Queda a libre elección de cada agente generador la determinación de las prestaciones del sistema y el paquete computacional a utilizar.

4.1.6 CENTRO DE CONTROL

Cada central dependiendo de su capacidad de generación y la arquitectura de gestión interna, dispondrá de una o varias estaciones de trabajo e ingeniería ubicadas en un centro de control.

El centro de control tiene la capacidad de realizar las funciones de comunicaciones con las unidades de gestión de cada agente generador y/o con los centros de control y regulación del país, el control de los procesos y las demás tareas requeridas en forma simultánea. Por lo que es recomendable utilizar dos o más servidores redundantes, de esta forma se evita cualquier pérdida de información y se asegura la continuidad del sistema.

CAPÍTULO 5

NORMATIVAS Y PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS GENERALES DE TRABAJO

En este capítulo se realizará una explicación sobre los procedimientos técnicos a seguir para la realización de los trabajos necesarios en la implementación del proyecto.

5.1 PROCEDIMIENTOS ELÉCTRICOS

A continuación se describen los procedimientos técnicos para la instalación de sistemas eléctricos para los servicios de transporte de productos derivados de petróleo, por ductos o poliductos y su almacenamiento.

5.1.1 PLANOS

Los planos de ingeniería y sus especificaciones representan y/o describen la instalación, su localización, el tipo y tamaño de materiales, fijaciones, accesorios y equipo requerido. Los planos deben incluir lo siguiente:

1. Diagramas unifilares mostrando la distribución de energía desde la fuente de entrada hasta las últimas cargas de equipos y tableros.
2. Planos con dimensiones mostrando rutas de los cables aéreos y subterráneos, localización e identificación del equipo eléctrico principal.
3. Detalles de montaje de los equipos principales, cajas de conexión y tableros, etc. Se pueden usar planos típicos de instalaciones similares.

4. Localización física e identificación de cada sistema de cables.
5. Planilla de cables indicando: (1) Número del cable, cantidad de conductores, calibre del conductor y longitud del cable; y (2) Tipo de aislamiento, tipo de chaqueta y blindaje de los circuitos de fuerza, control, alumbrado, alarma e instrumentos.
6. Diagramas de conexiones de cables de control, alarma y circuitos de instrumentos, incluyendo las cajas de conexión.
7. Cualquier información adicional que pueda ser útil durante la construcción.
8. Planos de clasificación de áreas.
9. Planos de conexiones a tierra.

5.1.2 CABLES Y ALAMBRES (600 Voltios o menor)

Los cables y conductores a utilizar se especificarán como se indica a continuación.

Los conductores para servicio de fuerza no deben ser menores al calibre N° 12 AWG. Los conductores deben ser unipolares o multipolares del Tipo PCU/XLPE/PVC/SWA/PVC, con aislamiento para 1000 voltios del tipo blindado, con cable de tierra, armadura continua de cables de acero. Los conductores deben ser de cobre electrolítico trenzado para todos los calibres, de manufactura estándar, con el registro de aprobación o sello de "UL" y llevados al sitio de la obra en embalajes originales o carretes intactos.

Todos los cables serán diseñados para la tensión de operación 600 voltios, 75° C en ambiente húmedo y 90° C en ambiente seco, para instalación superficial o bajo tierra, en tubos conduit o en bandejas porta cables.

Los cables para servicio de Instrumentación, bus de campo, serán del tipo cable armado (cable con chaqueta de aluminio) y deberán ir en bandejas, deben ser trenzados, blindados, o apantallados. Los cables multi conductores tendrán blindaje continuo de cables de acero y chaqueta de PVC resistente a aceites y gasolinas. Deberán tener aprobaciones para ser utilizados en áreas Clase I División 2 Grupos C y D.

Los cables para servicio de comunicaciones, serán del tipo UTP CAT 6.

La numeración codificada del color debe ser impresa en el aislamiento del conductor según lo prescrito por ICEA Método 1, E-2.

La resistencia a la llama y las propiedades no higroscópicas y no comprimibles de los elementos necesarios de relleno de los intersticios del cable, conformarán un núcleo compacto y redondo sobre el cual igualmente se aplicarán capas de cinta no higroscópica y no comprimible ni desmenuzable, traslapadas adecuadamente según IEEE 383 y 1202.

La envoltura final de PVC que se aplicará sobre el núcleo así formado del cable, deberá ser resistente a la llama, al aceite, al agua y a la luz solar, para ser directamente enterrados, o en bandejas, o aéreo en soportes.

La identificación del cable será realizada según lo establecido por la norma NEC, artículo 310-11

Los circuitos de control de sistemas de potencia, medición y señalización que conecten equipos eléctricos principales dentro del mismo edificio, tales como tableros de potencia y consola de control, pueden ser agrupados en tuberías, bandejas o cables comunes.

En áreas clasificadas peligrosas Clase I, División 1 y 2, los cables que penetren en elementos a prueba de explosión, de equipos que puedan generar

arcos o altas temperaturas, se terminarán mediante accesorios que aseguren un sello a prueba de explosión (conectores TCMX).

Cuando se realicen empalmes de conductores de los sistemas de instrumentación en los sitios permitidos tales como: cajas de conexiones, de salida o de revisión, la integridad del apantallamiento debe ser restablecida, envolviendo la parte afectada con material igual al del apantallamiento.

Los apantallamientos deben ser puestos a tierra en un solo punto del cableado, esto será solamente en el edificio de control o en el tablero de control para prevenir la formación de corrientes de lazo en el apantallamiento.

5.1.3 PRUEBAS DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO

Una inspección ocular debe realizarse a todo cableado cuando se reciba, así como también antes del montaje. Esta inspección debe incluir la investigación de daños ocultos o cables rotos los cuales hayan sido lastimados por objetos cortantes o aplastados o con cualquier otro daño causado por un manejo inapropiado. Cualquier cable que muestre signos de daño debe ser reemplazado.

Cuando se instale un conductor en tubería conduit, es necesario mantenerse alerta para detectar defectos ocultos o aislamiento defectuoso y en tal caso retirar dicho lote notificando de inmediato a la Fiscalización.

Luego de la instalación y antes que se termine el conexionado de cables o alambres de fuerza que vayan a operar a más de 300 voltios, debe ser verificado su aislamiento con un "megger" de fase a fase y de fase a tierra para detectar posibles daños en el aislamiento que hayan ocurrido durante la instalación. La resistencia del aislamiento en estas pruebas debe ser de por lo menos un mega-ohm para cada 1000 voltios de voltaje de operación, con el valor mínimo de un mega-ohm para cualquier voltaje. Todas las lecturas efectuadas deben ser reportadas a la Fiscalización.

5.1.4 PUESTA A TIERRA

Con el objeto de prevenir accidentes personales, cada equipo de las instalaciones poseerá puesta a tierra de protección, de manera que todas las partes metálicas de una instalación que no pertenecen al circuito de corriente de trabajo tengan que estar conectada a tierra para descargar corriente de falla que pueden ser peligrosas. Entre estas partes metálicas se puede mencionar la carcasa de motores, bombas, generadores, transformadores, estructuras metálicas, bastidores.

Es de vital importancia que la puesta a tierra de un equipo sea del menor recorrido posible, con el conductor de tamaño adecuado y que las condiciones del suelo, desde el punto de vista eléctrico, sean de la mejor conductividad, bajo el parámetro de costo-beneficio.

Bajo este concepto se debe establecer un equilibrio entre la cantidad o mejor dicho superficie de contacto entre los electrodos que se entierran y la capacidad del suelo para evacuar o disipar la energía de los electrodos a las zonas contiguas del suelo.

Los valores mínimos de resistencia a tierra aceptados son:

- Sistemas de fuerza y alumbrado: 10 a 20 ohmios
- Sistemas electrónicos: 1 a 3 ohmios

Los conductores para puesta a tierra serán de cobre trenzado desnudo. En general las derivaciones para equipos serán # 2/0 ó # 4 AWG y el conductor de la malla principal será # 2/0 AWG, salvo otra indicación en planos.

Las varillas copperweld serán de 8 pies de longitud y 5/8" de diámetro, de alta resistencia, de acero enchapado con cobre y de sección circular, terminada en una punta cónica maquinada en uno de sus extremos y con un chaflán en el otro para el montaje. El cobre se aplicará de tal manera que se tenga una capa

sellante a prueba de herrumbre entre el cobre y el núcleo de acero. La superficie exterior será lisa, continua y uniforme, con un espesor mínimo de cobre de 0.4445 mm. Las varillas tendrán una resistencia mecánica a la tensión de 483 megapascal (10^6 newtons/m² 70.000 psi) como mínimo.

Para mejorar la calidad del suelo donde se entierren las varillas de puesta a tierra, se perforará un hueco de 50 cm de diámetro y 120 cm de profundidad que se llenará de agua, vaciada ésta por filtración se rellenará con bentonita, o algún otro método que se indique.

Para la puesta a tierra de los equipos electrónicos se utilizará cable de cobre con aislamiento de polietileno de alto peso molecular (HWMPE) para unir dichos equipos con las varillas de puesta a tierra en las estaciones de inspección (arquetas de registro).

El conductor requerido para conectar los equipos a la malla de tierra principal, será de cobre suave recocado, desnudo, cableado, suministrado en carretes estándar.

Para verificar el estado de la puesta a tierra se instalarán estaciones de inspección que consistirán de una arqueta de registro con tapa empernada removible, con sello a prueba de agua entre la caja y la varilla de copperweld, protegida con un tubo de PVC no degradable de 30 cm de longitud.

5.1.5 TRABAJOS ELÉCTRICOS

A continuación se especificarán los procedimientos para realizar cualquier tipo de trabajo eléctrico.

Un trabajo eléctrico es todo trabajo realizado sobre, con, o en la proximidad de una instalación eléctrica, tal como los ensayos y medidas, reparación, sustitución, modificación, ampliación, construcción y verificación, sin importar que

el trabajo genere o no fuentes locales de ignición o independientemente de que requiera un aislamiento eléctrico total.

5.1.5.1 TRABAJO SIN TENSIÓN.

Es todo trabajo realizado en instalaciones eléctricas sin tensión y sin carga eléctrica que se ejecuta después de haber tomado todas las medidas para prevenir el peligro eléctrico.

Las operaciones y maniobras para dejar sin tensión una instalación, antes de iniciar el "Trabajo sin tensión", y la reposición de la tensión, al finalizarlo, las realizarán trabajadores autorizados que, en el caso de instalaciones de alta tensión, deberán ser trabajadores calificados. Véanse las dos fases del trabajo:

5.1.5.1.1 FASE 1: SUPRESIÓN DE LA TENSIÓN.

Una vez identificados la zona y los elementos de la instalación eléctrica donde se va a realizar el trabajo, y salvo que existan razones esenciales para hacerlo de otra forma, se seguirá el proceso que se describe a continuación:

1. Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión mediante dispositivos de corte efectivo (Breakers, Seccionadores, etc).
2. Prevenir cualquier posible realimentación: enclavar-bloquear los dispositivos corte, y colocar obligatoriamente la señalización de "prohibición de maniobra" (candado, tarjeta).
3. Comprobar la ausencia de tensión en los lugares de apertura y en el lugar de trabajo, empleando dispositivos adecuados (detectores de tensión).
4. Poner a tierra y en cortocircuito la instalación.

5. Delimitar y señalar la zona de trabajo mediante rótulos de seguridad visibles. Se adoptarán las señalizaciones gráficas siguiendo los criterios de la Norma NEC.

En caso de no poder aplicarse alguna de las reglas mencionadas anteriormente, deberá realizarse el procedimiento con la metodología de trabajo con tensión.

La Tabla 5.1 muestra un resumen de los pasos a seguir antes de realizar cualquier trabajo eléctrico y su aplicación.

PASOS PARA TRABAJAR EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS SIN TENSIÓN		TIPO DE INSTALACIÓN	
		BAJA TENSIÓN V menor que 1000 o igual que 1.000 V	ALTA TENSIÓN V mayor que 1.000 V
1ª	Abrir todas las fuentes de tensión.	OBLIGATORIO	OBLIGATORIO
2ª	Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte	OBLIGATORIO, SI ES POSIBLE	OBLIGATORIO, SI ES POSIBLE
3ª	Comprobación de la ausencia de tensión.	OBLIGATORIO	OBLIGATORIO
4ª	Puesta a tierra y en cortocircuito	RECOMENDABLE	OBLIGATORIO
5ª	Señalización y delimitación de la zona de trabajo.	RECOMENDABLE	OBLIGATORIO

Tabla 5.1 Pasos a seguir para realizar un trabajo eléctrico

En los trabajos en instalaciones de líneas aéreas y cables subterráneos, deberán adoptarse todas las medidas preventivas necesarias para evitar el contacto accidental con instalaciones con tensión próximas y para prevenir el efecto de condiciones atmosféricas adversas.

Cuando el trabajo en líneas aéreas implique tareas en altura (postes y columnas), deberá usarse casco protector con barbijo y cinturón de seguridad, cuyas características deberán ajustarse a las normas técnicas vigentes. Estos trabajos se podrán realizar empleando trepadores, escaleras u otros dispositivos de elevación adecuados.

En los trabajos en instalaciones eléctricas subterráneas que configuren las características de espacios confinados, deberán existir procedimientos de trabajo documentados, que establezcan las medidas preventivas a adoptar y las protecciones colectivas y personales a utilizar según las características de los riesgos, así como los criterios de evacuación y rescate a seguir en caso de accidente.

En los trabajos que se realicen sobre instalaciones eléctricas (líneas aéreas, cables subterráneos, centros de transformación, etc.) se deberá contar con herramientas debidamente aisladas de acuerdo a la tensión en la cual se trabaja, así como los equipos de protección colectiva y personales adecuados.

5.1.5.1.2 FASE 2: REPOSICIÓN DE LA TENSIÓN.

La reposición de la tensión sólo comenzará, una vez finalizado el trabajo, después de que se hayan retirado todos los trabajadores que no resulten indispensables y que se hayan recogido de la zona de trabajo las herramientas y equipos utilizados.

El proceso de reposición de la tensión comprenderá:

1. La retirada, si las hubiera, de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
2. El desbloqueo y/o la retirada de la señalización de los dispositivos de corte.
3. El cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Desde el momento en que se suprima una de las medidas inicialmente adoptadas para realizar el trabajo sin tensión en condiciones de seguridad, se considerará en tensión la parte de la instalación afectada.

5.1.5.2 TRABAJO CON TENSIÓN.

Es todo trabajo durante el cual un trabajador entra en contacto con elementos con tensión, o entra en la zona de trabajo con tensión, bien sea, con una parte de su cuerpo o con las herramientas, equipos o dispositivos que manipule.

Los trabajos en tensión deberán ser realizados por trabajadores calificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y, cuando su complejidad o novedad lo requiera, ensayado sin tensión, que se ajuste a los requisitos indicados a continuación.

Los trabajos en lugares donde la comunicación sea difícil, por su orografía, confinamiento u otras circunstancias, deberán realizarse estando presentes, al menos, dos trabajadores con formación en materia de primeros auxilios.

Podrán realizarse trabajos sobre instalaciones eléctricas con tensión cuando se cumpla estrictamente con las siguientes medidas:

1. Cuando existan, sin excepción alguna, instrucciones reglamentarias documentadas (para baja tensión y alta tensión), que determinen Métodos e Instrucciones generales de trabajo.
2. Cuando se haya capacitado a los operarios en la tecnología de trabajo con tensión, y en primeros auxilios.
3. Cuando se haya comprobado en forma fehaciente la aptitud psicofísica de los operarios, según perfiles pre-definidos.
4. Se deberán utilizar materiales y herramientas aisladas diseñadas especialmente para la ejecución de trabajos con tensión (TCT).

5. Cuando la empresa compruebe el cumplimiento de las medidas mencionadas en el presente artículo y autorice a su personal la realización del Trabajo con Tensión.

Todas las medidas dispuestas anteriormente deberán estar debidamente documentadas.

Cuando se trabaja en instalaciones con tensión o en su proximidad, se prohíbe el uso de accesorios metálicos personales (relojes, llaveros, collares, anillos, etc.)

El siguiente es un método de trabajo en baja tensión que garantiza la seguridad de los trabajadores que los realizan.

5.1.5.2.1 MÉTODO DE TRABAJO EN CONTACTO CON PROTECCIÓN DE AISLAMIENTO EN LAS MANOS.

Utilizado principalmente en baja tensión, aunque también se emplea en la gama baja de alta tensión.

Este método, que requiere la utilización de guantes aislantes en las manos, se emplea principalmente en baja tensión. Para poder aplicarlo es necesario que las herramientas manuales utilizadas (alicates, destornilladores, llaves de tuercas, etc.) dispongan del recubrimiento aislante adecuado, conforme con las normas técnicas que les sean de aplicación.

5.1.5.3 TRABAJO EN LA PROXIMIDAD DE ELEMENTOS CON TENSIÓN.

Es todo trabajo durante el cual un trabajador penetra en la zona de proximidad con una parte de su cuerpo, o con una herramienta, o con cualquier otro objeto que manipule, sin penetrar en la zona de trabajos con tensión.

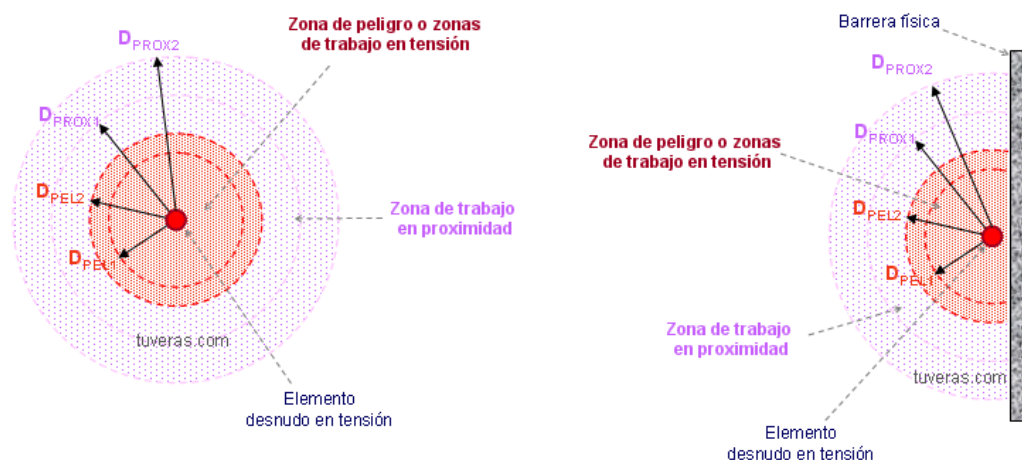
5.1.5.3.1 ZONA DE PELIGRO O ZONA DE TRABAJOS EN TENSIÓN.

Es el espacio alrededor de los elementos en tensión en el que la presencia de un trabajador desprotegido supone un riesgo grave e inminente de que se produzca un arco eléctrico, o un contacto directo con el elemento en tensión, teniendo en cuenta los gestos o movimientos normales que puede efectuar el trabajador sin desplazarse. En esta zona únicamente se permite trabajar mediante métodos y procedimientos especiales, conocidos como “Trabajos en tensión”, a trabajadores calificados.

Donde no se interponga una barrera física que garantice la protección frente a dicho riesgo, la distancia desde el elemento en tensión al límite exterior de esta zona será la indicada en la Tabla 5.2.

5.1.5.3.2 ZONA DE PROXIMIDAD.

Es el espacio delimitado alrededor de la zona de peligro, desde la que el trabajador puede invadir accidentalmente esta última. Donde no se interponga una barrera física que garantice la protección frente al riesgo eléctrico, la distancia desde el elemento en tensión al límite exterior de esta zona será la indicada en la Tabla 5.2.



Vn (kV)	Distancias (cm)			
	Dp1	Dp2	Dx1	Dx2
< 24 V	0	0	0	0
24 V - 1 kV	50	50	70	300
3	62	52	112	300
6	62	53	112	300
10	65	55	115	300
15	66	57	116	300
20	72	60	122	300
30	82	63	132	300
45	98	73	148	300
66	120	85	170	300
110	160	100	210	500
132	180	110	330	500
220	260	160	410	500
380	390	250	540	700

Tabla 5.2 Distancias recomendadas de aproximación a sistemas eléctricos

Donde:

Vn: Voltaje nominal de la instalación.

Dp1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando exista el riesgo de sobretensión por rayo.

Dp1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de peligro cuando no exista el riesgo de sobretensión por rayo.

Dx1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.

Dx1: Distancia hasta el límite exterior de la zona de proximidad cuando no resulte posible delimitar con precisión la zona de trabajo y controlar que ésta no se sobrepasa durante la realización del mismo.

(*) Las distancias para valores de tensión intermedios se calculan por interpolación lineal.

5.2 PROCEDIMIENTOS MECÁNICOS

Estos procedimientos establecen los requerimientos mínimos para el diseño, selección, fabricación, e instalación en campo de sistemas de tuberías, válvulas y accesorios.

Esta sección será aplicable siempre y cuando el agente generador no disponga de sus propios procedimientos.

5.2.1 CUMPLIMIENTO DE ESTÁNDARES

Los sistemas de tubería deberán diseñarse, construirse y probarse de acuerdo con lo siguiente:

- ANSI B36.10 Basic dimensional standard for all steel pipe
- ANSI B31 Code for design and construction of pressure piping systems.
- ANSI B31.1 Power Piping Systems
- ANSI B31.2 Industrial Gas and Air Piping Systems
- ANSI B31.3 Petroleum Refinery Piping
- ANSI B31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping
- ANSI B31.5 Refrigeration Piping Systems
- ANSI B31.6 Chemical Process Piping
- API 5L API Specification for Line Pipe
- ASTM A53 Welded and Seamless Steel Pipe
- ASTM A106 Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperature Service
- ASTM A252 Welded and Seamless Steel Pipe Piles
- ASTM A333 Seamless and Welded Steel Pipe for Low Temperature Service
- ASTM A589 Seamless and Welded Carbon Steel Water Well Pipe
- OSHA 18000 Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional
- ISO 14000 Gestión Ambiental

5.2.2 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

A continuación se indican los requerimientos mínimos correspondientes a tuberías, válvulas y accesorios para cada servicio.

La tubería deberá ser API 5L, grado B, excepto en los sitios indicados en las tablas de tuberías. En caso de que no hubiera disponible tubería API 5L, grado B, ésta puede ser sustituida por tubería ASTM A-106 grado B.

En general, las bridas serán RF con un acabado espiral de acuerdo a la especificación ANSI B.16.5.

Las bridas con cuello para soldar deben ser usadas para los tubos de 2" y mayores, para todo servicio. Las bridas reductoras o expansoras y codos reductores no deben usarse.

Para servicio con bridas clases 150# se usarán empaquetaduras de enrollado en espiral, acero inoxidable y con anillo central de acero de carbono, de un espesor de 1/8" (3 mm) y diseñada de acuerdo con el API 601 (ASME B16.20); color amarillo con rayas grises (Referencia FLEXITALIC FLEXICARD CG o sustituto autorizado).

Para sistemas de tubería bridados se usarán espárragos roscados en toda su longitud. Los espárragos deberán ser de acero, según especificación ASTM A-193 Grado B-7. Las tuercas deberán ser del tipo semi-acabado, hexagonal, para servicio pesado de acuerdo a ASTM A-194 Grado 2H. Los espárragos y las tuercas deberán tener enchapado de cadmio.

Los acoples usados para las derivaciones deberán ser soldados completamente con penetración total hasta alcanzar la totalidad del espesor de pared de la tubería.

Los bujes roscados no deberán utilizarse, excepto para instalar los instrumentos de presión.

Los threadolets, neplos o acoples roscados de 3/4" o menores se podrán usar para conexiones a toma muestras, manómetros, conexiones de prueba y de instrumentos.

El material de sello para conexiones roscadas, deberá ser cinta TEFLÓN o sellante líquido.

La tubería deberá tener los soportes necesarios para prevenir la excesiva flexión, vibración y esfuerzos mecánicos indeseables. Los soportes de la tubería deberán ser diseñados para cargas de viento de 50 lbs/pie² del área proyectada para superficies cilíndricas, y de 40 lbs/pie² para superficies planas.

La tubería en todo su equipamiento e instalación deberá tener los soportes necesarios para que el equipo, instrumentos de medición, etc. puedan ser fácilmente removibles sin que haya necesidad de poner nuevos apoyos a la tubería, y con un mínimo de desmantelamiento.

La máxima distancia horizontal entre soportes consecutivos, será la indicada en Tabla 5.3, y para su determinación, se considera una deflexión permisible de 25 mm; para lo cual se debe tomar en cuenta los siguientes factores: tipo de tubería; diámetro y espesor (incluye espesor adicional por corrosión); cargas concentradas (válvulas, bridas, etc.) entre soportes; peso de la tubería llena de agua.

DIÁMETRO NOMINAL TUBERÍA STD (pulgadas)	DISTANCIA MÁXIMA ENTRE SOPORTES (metros)
2	6
4	8
6	10
8	11
10	12
12	13
14	14

Tabla 5.3 Distancia permitidas para instalación de soportes

5.2.3 VÁLVULAS

Todas las válvulas cumplirán los requerimientos dados en esta especificación y en la última edición de la Norma API-6D. Los requerimientos, las adiciones y las excepciones a la Norma API-6D se indican en esta especificación.

En servicio de hidrocarburos no deberán utilizarse válvulas o accesorios hechos de bronce, aluminio, hierro fundido, hierro maleable ó semi-acero.

5.2.3.1 TIPOS DE VÁLVULAS

Los varios tipos de válvula que cubren estas especificaciones se muestran a continuación:

- De compuerta Conducto continuo, apertura total.
- De bola Apertura total y apertura reducida.
- De retención Apertura total de bisagra.
- De aguja Apertura reducida, tipo tapón

5.2.3.2 CONDICIONES DE SERVICIO

Las válvulas deben ser las apropiadas para su uso con hidrocarburos con una gravedad específica de 0,7215 a 0,9624 y una viscosidad de 0,585 a 1952 centistokes. La temperatura de diseño estará comprendida entre 10 °C y 150 °C.

5.2.3.3 ESPECIFICACIÓN DE VÁLVULAS

Todas las válvulas de 2" y mayores deben cumplir los requisitos de la norma API - 6D, "Pipeline Valves, End Closures, Connectors and Swivels", última edición y revisión.

En la mayoría de los casos, la "F" para los extremos con bridas en la designación del conector del extremo de la válvula puede reemplazarse cuando se necesite, con la "B" que designa extremos con soldadura a tope.

La nomenclatura empleada para el tipo de válvula es la siguiente:

- G. Válvula de compuerta (gate valve)
- B. Válvula de bola (ball valve)
- C. Válvula de retención (check valve)
- N. Válvula de aguja (needle valve)

La nomenclatura empleada para el tipo de conexión de los extremos de las válvulas es:

- F. Para conexión de bridas
- B. Para conexión con soldadura a tope
- T. Para conexión roscada
- S. Para conexión con enchufe para soldar (Socketweld)

La nomenclatura empleada para la clase de presión de las válvulas es:

- 15. Para ANSI 150 psi
- 30. Para ANSI 300 psi
- 60. Para ANSI 600 psi

5.2.3.3.1 Válvulas de Compuerta

VGT-60

de 1/2 hasta 1-1/2" ANSI 600, de acero forjado, con extremo roscado, con bonete empernado, compuerta tipo cuña y vástagos con tornillo interior de alzar, con asientos integrales de superficie dura.

VGS-60

de 1/2 hasta 1-1/2" ANSI 600, de acero forjado, con extremos de enchufe para soldar (socketweld), con bonete empernado, con compuerta de tipo cuña y vástago con tornillo interior de alzar, con asientos integrales de cara dura.

VGf-15

de 2" y mayores ANSI 150, con cuerpo de acero al carbono, extremos con brida de cara realzada, de apertura total, operada con volante (para tamaños de 10" y mayores), guarnición de acero inoxidable 316, con cierre de compuerta sólida empaquetadura y soporte flexible. Las válvulas con tornillo exterior para levantar el vástago deben venir provistas de un protector de vástago cerrado y de un indicador visual

de posición. El tamaño de la apertura a ser especificado.

5.2.3.3.2 Válvulas de Bola

VBT-15

de 1/2" hasta 2"

275 PSI de presión mínima de trabajo en frío, cuerpo de acero al carbono, extremos roscados, de apertura total, operada con palanca. Posee bola y vástago de acero inoxidable 316.

VBT-60

de 1/2" y 3/4"
(De drenaje,
venteo, y servicio
de toma muestras)

1440 PSI de presión mínima de trabajo en frío, con cuerpo de acero al carbono, extremos roscados, apertura total, operada con palanca. Posee bola y vástago de acero inoxidable 316.

VBS-60

de 1/2 hasta 1-1/2"

1440 PSI presión mínima de trabajo en frío, con cuerpo de acero al carbono, extremo con socketweld, apertura total, operada con palanca. La bola y el vástago de acero inoxidable 316 ó 400.

VBF-15

de 2" hasta 6"

ANSI 150, cuerpo de acero al carbono, extremos con brida de cara realizada, de apertura total, operada con palanca, tipo montado en muñón, con acabado de acero inoxidable 316, sellos y asientos teflón reforzado.

El tamaño de la apertura a ser especificado.

de 8" y mayores

ANSI 150, con cuerpo de acero al carbono, extremos con brida de cara realizada, de apertura total, con

engranaje cónico y volante para operación manual, tipo montado en muñón, con acabado de acero inoxidable 316 sello y asiento teflón reforzado. El tamaño de la apertura a ser especificado.

5.2.3.3.3 Válvulas de Retención

VCT-15

de 1/2" hasta 2" 275 PSI mínimo de presión de operación en frío, con extremo roscado, con cuerpo de acero al carbón, con apertura total de bisagra, con asiento elástico. Debe especificarse la dirección del flujo.

VCS-60

de 1/2 hasta 1-1/2" 1500 PSI de presión de trabajo en frío, con cuerpo de acero al carbón, con extremo de (socketweld), de apertura total de bisagra, con asiento elástico.

VCF-15

de 2" y mayores ANSI 150, con cuerpo de acero al carbono, extremos con bridas de cara realzada, con bonete empernado con pernos revestidos con cadmio, de apertura total de bisagra de acero inoxidable 316, con asiento elástico.

5.2.3.3.4 Válvulas de Aguja

(Para uso de venteo, drenaje, servicio de toma muestras o ensayos, y para servicios de instrumentación).

VNT-600

de 1/4" 6000 PSI de presión de trabajo en frío de diámetro

nominal 1/4", barra de acero inoxidable en grado 316, asiento blando, orificio de 3/16", con rosca macho de 1/4" por 1/4" hembra, rosca NPT.

de 1/2" 6000 PSI de presión de trabajo en frío, de barra de acero inoxidable, con asiento blando de 1/4" de orificio, con rosca macho de 1/2" y hembra de 1/2", rosca NPT.

de 3/4" 6000 PSI de presión de trabajo en frío, de barra de acero inoxidable 316, con asiento blando, con orificio de 5/8", y rosca macho de 3/4" hembra de 3/4", NPT.

5.2.3.4 ACONDICIONADOR DE FLUJO.

Accesorio utilizado para garantizar un flujo laminar. El objetivo principal de este dispositivo es garantizar que la medición del caudal sea lo más precisa posible. Su ubicación estará establecida de acuerdo a los diagramas típicos de montaje y/o donde sea requerido. Las características técnicas mínimas que deberá cumplir se detallan a continuación:

Tipos de acondicionador de flujo puede ser:

- De inserción.- el mismo que estará conformado por tubos en acero inoxidable de grado ASTM A-304, deberán ser fabricados en concordancia de las Normas AGA, ASME y API.
- En una pieza.- con extremos de brida, cuerpo en material de acero al carbono grado ASTM A-216 WCB, extremos de brida Clase ANSI 150# con cara realzada (RF) para su instalación, partes internas (tubos) en acero inoxidable de grado ASTM A-304, deberán ser fabricados en concordancia de las Normas AGA, ASME y API.

5.2.3.5 ACOPLES RÁPIDOS CON SEGUROS

Los acoples rápidos de leva y ranura deberán tener conexiones diseñadas para uso con líquidos y podrán ser de estilo "Dixon-Andrews", "Boss-Lock", "EZ Boss-Lock", o similares, los materiales deberán ser de acero inoxidable de grado ASTM A-304.

Las tapas y tapones guarda polvo no se deberán utilizar en aplicaciones de presión por razones de seguridad y control ambiental.

Las presiones recomendadas se basan en el uso de conexiones Dixon aparejadas mutuamente a una temperatura ambiente de 20° C con sello de Buna-N estándar. Para uso a temperaturas elevadas u otras condiciones inusuales de operación se deberán consultar con los proveedores de dichos accesorios.

5.2.4 TRABAJOS MECÁNICOS

A continuación se establecen los lineamientos para identificar los peligros y evaluar y controlar los riesgos relacionados a la Seguridad y Salud Ocupacional, asociados a trabajos en caliente en las actividades e instalaciones de las operaciones realizadas por la empresa constructora.

5.2.4.1 TRABAJO EN CALIENTE

Trabajo que involucra soldadura, oxicorte u otra actividad que genere llama abierta, chispas o desprendimiento de calor que puedan entrar en contacto con materiales combustibles o inflamables.

5.2.4.1.1 PROCEDIMIENTO

Antes de realizar cualquier tipo de trabajo mecánico en caliente es necesario seguir el siguiente procedimiento:

1. Cerrar válvulas que intervengan en el tramo de tubería que se va a realizar el trabajo, colocar cadenas, candado y su tarjeta respectiva. Deberán instalarse bridas ciegas para proteger contra cualquier fuga de gas o fluido en el evento de que las válvulas fallen, o se deberán despresurizar totalmente las líneas para prevenir el flujo de gas o fluido al equipo. Otros mecanismos de seguridad tales como topes mecánicos (panquecas), pueden requerirse, dependiendo del sistema mecánico de energía. ⁽¹⁾
2. Antes de realizar un trabajo en caliente en tanques, cisternas, recipientes o tuberías que hayan contenido combustibles o líquidos inflamables debe verificarse que se encuentren vacíos, purgados, ventilados y lavados adecuadamente.
3. Verificar que el producto de la línea de tubería se haya recolectado adecuadamente según las normas ISO 14.000 y OSHA 18.000.
4. El trabajo en caliente se iniciará sólo si se encuentra presente el Observador Contra Incendios, quien verificará que se retire en un radio de 20 m, cualquier peligro potencial de incendio o explosión (materiales combustibles, pinturas, aceites, grasas, solventes, gases comprimidos, metales en polvo).
5. El Observador Contra Incendios contará con extintor operativo el cual se colocará a 2 m como mínimo de los trabajos y en un punto opuesto al sentido de la dirección del viento.
6. En áreas donde sea difícil el evacuar los peligros potenciales de incendio o explosión, se protegerá aislando dichos peligros con elementos resistentes al fuego (biombos).

5.2.4.1.2 REQUISITOS BÁSICOS DE SOLDADURA

Estas normas están hechas para servir de guía en las operaciones de la soldadura, en las cuales se emplean soldadores calificados. Incluye las aplicaciones, el procedimiento o procedimientos a usarse, las prácticas recomendadas, la clasificación del personal de soldadura.

Reconociendo que los fundamentos de estas guías no cubren todas las condiciones especiales o aisladas posibles, los principios básicos aquí expuestos, podrán aplicarse de manera general y tienden al logro de una soldadura mejor.

5.2.4.1.2.1 CALIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE SOLDADURA Y PRUEBAS

Todos los procedimientos de soldadura se calificarán por prueba destructiva antes de la construcción y de acuerdo con los requerimientos de ANSI B31.1, Sección de ASME IX, o API 1104.

Los procedimientos de soldadura deben contener todos los datos de las variables esenciales, variables suplementarias, y variables no esenciales de acuerdo al código de soldadura aplicable. Se recomienda que los formatos de registro de calificación del procedimiento se aplique la Norma ASME Sección IX y API 1104 como mínimo.

Todas las pruebas de los procedimientos de calificación de soldadura hechas en el campo serán radiografiadas y se ajustarán a las normas de aceptabilidad para ensayos no destructivos de los códigos aplicables descritos en esta especificación antes de realizar la comprobación física. Esta inspección radiográfica no se utilizará con el propósito de localizar áreas legítimas o áreas defectuosas con discontinuidades en la soldadura para después realizar las pruebas destructivas de tales áreas con el fin de calificar o inhabilitar un procedimiento de la soldadura.

5.2.4.1.2.2 PROCEDIMIENTOS DE SOLDADURA

Las operaciones de soldadura se llevarán a cabo de acuerdo con todas las normas de seguridad, y en especial aquellas que rigen el "Trabajo en Caliente" y ventilación adecuada.

Antes de efectuarse la soldadura, todas las piezas se limpiarán hasta retirar todo el metal vivo en sus partes a unir con cepillo de cerdas de alambre o con esmeril. Cada capa o cordón de soldadura será rigurosamente limpiada de incrustaciones antes de aplicar la próxima capa o cordón.

Siempre que una parte a soldar presenta humedad o condensación, deberá ser secada mediante calentamiento.

Siempre que sea posible, toda junta soldada será cincelada y soldada por el lado de la raíz de la junta.

Todos los extremos de los tubos a ser soldados deberán ser biselados. La superficie de los bordes de tubería cortados con antorcha deberán ser todos biselados a máquina, y todas las irregularidades deben ser alisadas para que sean aceptables.

Al alinearse los extremos de los tubos a ser soldados se dejará un espacio en la raíz de la junta que variará entre 1/16" (2 mm) a 1/8" (3 mm) antes de efectuar los puntos de soldadura. Cuando se usan anillos de respaldo, se dejará un espacio hasta 3/16" (5 mm).

Siempre que sea práctico, se usarán abrazaderas de alineación y los extremos serán fijados con soldadura por puntos, para retenerlos en posición durante las operaciones de soldadura. El número de soldadura por puntos no será menor de tres para tubos de 2 a 8" inclusive y no menos de cuatro para tubos de más de 8". La soldadura por puntos será de aproximadamente 1" de

largo y quedarán bien unidos a lo largo de los costados y hasta el fondo de la "V" ó la ranura.

Cuando el tubo puede hacerse girar, toda soldadura se efectuará en la posición superior.

La soldadura quedará unida completamente a ambos lados de la "V" ó ranura y hasta el fondo de la junta. El número de cordones ó capas dependerá del tamaño y espesor del tubo. Una buena fusión deberá resultar entre cada parte, y se quitarán las incrustaciones de la superficie de cada cordón o capa antes de proceder con la aplicación del próximo. Los agrietamientos que ocurren en los puntos de soldadura serán removidos a cincel antes de continuar la soldadura. Se tendrá cuidado especial de refundir la soldadura por puntos, con el objeto de unirlos con la soldadura.

No se permitirá dejar de noche una soldadura sin completar, si no tiene por lo menos dos pases.

El pre-calentamiento de los tubos se regulará de acuerdo a la sección 331.2 del ANSI B31.3.

Las soldaduras deberán ser inspeccionadas radiográficamente para verificar que están de acuerdo con ANSI B31.3 y API 1104.

Todas las radiografías de las soldaduras en tubería de presión deben ser interpretadas de acuerdo con el párrafo 336.4.5 de ANSI B31.3 por una radiografía del 100% con penetración total de la unión.

Aceptabilidad

Según ASME VIII DN I Par VW-51(b), los límites de defectos permitidos son las siguientes:

- a) Burbujas de gas son permitidas cuando no excedan de 1/16" en su mayor dimensión, y cuando no hubieran más de seis burbujas de gas de este tamaño máximo por pulgada cuadrada del metal de aporte o cuando el área combinada de un número mayor de burbujas no excediera de 0,02 pulgadas cuadradas (13 mm²) por 1 pulgada cuadrada (6,45 cm²) (2%) de metal de aporte.
- b) Las inclusiones de escoria en las juntas a tope son permitidas cuando ocurren entre las capas de la soldadura, cuando quedan virtualmente paralelas a la superficie de la placa y cuando sus dimensiones máximas no excedan a la mitad del ancho del metal de aporte.
- c) Penetración y Áreas sin fusión.- La falta de penetración por la raíz de una junta simple a tope en "V" no debe exceder de 3/4" (19 mm) en ningún lugar o un total de 1" (25 mm) por pie. La profundidad no debe exceder en áreas de infusión a más del 10% de grueso de la parte del tubo que se suelda. Las áreas sin fusionarse en el interior de las capas y las áreas sin fusionarse entre capas no deben excederse de 3/8" (9 mm) en largo o ancho.
- d) Socavación o Surcado.- Se permitirá un diez por ciento pero que no exceda de 1/32" (1 mm).
- e) Desalineamiento.- Se permitirá un máximo del 20 por ciento del espesor del tubo, pero no excederá de 1/8" (3 mm).

5.3 CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

Es necesario determinar la existencia de áreas de riesgo y su extensión, con el fin de permitir una adecuada selección y ubicación del equipo eléctrico.

Para realizar la clasificación de áreas peligrosas se tomará como referencia la Norma SHI-021 "Clasificación eléctrica de áreas" emitida por PETROECUADOR.

Esta norma deberá aplicarse en todo el sistema que emplee combustible, en las nuevas instalaciones, en ampliaciones o modificaciones que se realicen en las instalaciones existentes; y en aquellas instalaciones existentes cuyo nivel actual de riesgo, resulte incompatible con las políticas y objetivos de Seguridad Industrial establecidos a nivel corporativo.

5.3.1 DEFINICIONES

1. Rango de inflamabilidad

Es la gama de concentraciones, expresada en porcentaje por volumen en aire, en la que un gas o vapor permite la propagación de la llama en presencia de una fuente de ignición. Esta gama se encuentra entre los límites inferior (LII) y superior de inflamabilidad (LSI).

2. Punto de inflamación

Es la temperatura mínima a la cual un líquido desprende vapores en concentración suficiente para formar con el aire una mezcla inflamable, cerca de la superficie del líquido.

3. Líquidos inflamables

Son aquellos cuyos puntos de inflamación es inferior a 37,8 °C (100 °F) a una presión absoluta que no excede de 40 PSI a 37,8 °C (100 °F).

Los líquidos inflamables se subdividen en la siguiente forma:

- CLASE I: Son aquellos cuyo punto de inflamación es menor a 37,8 °C (100 °F)
- CLASE IA: Líquidos con punto de inflamación es menor a 22,8 °C (73 °F) y punto de ebullición menor a 37,8 °C (100 °F)

- CLASE IB: Líquidos con punto de inflamación menor a 22,8 °C (73 °F) y punto de ebullición igual o mayor a 37,8 °C (100 °F)
- CLASE IC: Líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 22,8 °C (73 °F) y menor a 37,8 °C (100 °F)

4. Líquidos combustibles:

Son aquellos con un punto de inflamación mayor o igual a 37 °C (100 °F)

Los líquidos combustibles se subdividen de la siguiente forma:

- CLASE II: Líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 37,8 °C (100°F) y menor a 60 °C (140 °F)
- CLASE IIIA: Líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 60 °C (140 °F) y menor a 93,3 °C (200 °F)
- CLASE IIIB: Líquidos con punto de inflamación mayor o igual a 93,3 (200 °F).

5. Temperatura de auto ignición

Es la temperatura requerida para iniciar o causar combustión auto sostenida de un sólido, líquido o gas, independientemente de cualquier fuente de calor externa.

6. Fuentes de escape

Son aquellos equipos que a través de sellos, empaaduras, filtros, válvulas, bridas, venteos, etc., producen un punto desde el cual un gas, vapor o líquido inflamable puede ser liberado a la atmósfera.

7. Equipo a Prueba de Explosión

Es aquel cuya envoltura es capaz de resistir una explosión interna de gas o vapor y de impedir la ignición de una mezcla inflamable que se encuentre en la atmósfera circundante por chispa o llama que provenga de su interior.

8. Equipo Intrínsecamente Seguro

Es aquel incapaz de producir suficiente energía eléctrica o térmica al operar en condiciones normales o anormales, que pueda causar la ignición de una mezcla inflamable o combustible.

Las condiciones anormales deben incluir: daño accidental del cableado, falla de componentes eléctricos, sobrevoltaje, operaciones de ajuste y mantenimiento y otras condiciones similares.

9. Equipo Purgado

Son aquellos suplidos con aire limpio o gas inerte, a un flujo y presión positiva, suficiente para reducir la concentración de cualquier gas o vapor inflamable inicialmente presente, a un nivel seguro y mantener este nivel de seguridad por presión positiva, con o sin flujo continuo.

10. Equipo Herméticamente Sellado

Es aquel donde se previene el acceso de gases o vapores inflamables al interior del equipo mediante sellos.

11. Equipo Antideflagrante

Es aquel incapaz de incendiar una mezcla de gas o vapor inflamable debido a arcos o temperatura de su superficie, durante uso normal.

5.3.2 MÉTODO DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

Con el propósito de seleccionar y ubicar equipo eléctrico a ser usado en áreas donde pueden existir atmósferas de gases o vapores inflamables, es necesario definir la clasificación de las mismas, basándose en los siguientes criterios:

- La naturaleza del producto que escapa a la atmósfera, el cual identifica la CLASE.

- La frecuencia y extensión con las que las mezclas inflamables estarán presentes, las cuales definen la DIVISIÓN.
- La facilidad con la cual la mezcla inflamable tiende a incendiarse, la cual define el GRUPO.
- La temperatura de auto ignición del material presente en las áreas, la cual especifica la temperatura externa máxima de operación de un equipo eléctrico.

Para definir las áreas es necesario recolectar toda la información básica acerca de la instalación. Debe incluir:

- Diagramas de flujo del proceso.
- Diagrama de tubería e instrumentación.
- Planos de ubicación de instrumentos incluyendo válvulas de alivio y venteo.
- Lista de productos que se manejan con sus características físico - químicas: puntos de inflamación, ebullición, etc.
- Plano de planta (Plot Plant) con todos los equipos, drenajes y venteos a la atmósfera.

5.3.2.1 CLASE

De acuerdo con el Código Nacional Eléctrico Norteamericano (NEC) las áreas peligrosas se consideran divididas en las 3 clases siguientes:

- Clase I.- Áreas donde hay o puede haber gases o vapores potencialmente explosivos.
- Clase II.- Áreas en los que están presentes polvos combustibles.

- Clase III.- Áreas en los que están presentes fibras o materiales que floten en el aire y que son fácilmente inflamables en condiciones anormales de funcionamiento.

5.3.2.2 DIVISIÓN

La división indica el nivel de riesgo existente en el área a clasificar. Cuando se evalúa la división, es necesario tomar en cuenta el nivel de ventilación del área bajo estudio.

5.3.2.2.1 División 1

Se considera como División 1, aquellas áreas donde:

- Se tenga presencia de sustancias potencialmente explosivas en condiciones normales de funcionamiento.
- Debido a rotura o funcionamiento anormal del equipo de proceso, puedan liberarse gases o vapores en concentraciones inflamables.

5.3.2.2.2 División 2

Se considera como División 2 aquellas áreas donde:

- Las concentraciones inflamables de gases o vapores son impedidas mediante sistemas de ventilación positiva y por lo tanto, únicamente la falla de dichos sistemas de ventilación pueden dar lugar a la presencia de una atmósfera inflamable.
- Contiguas a lugares Clase I, División 1, a las que puedan llegar ocasionalmente concentraciones inflamables de gases o vapores.

5.3.2.2.3 GRUPO

Las características de explosividad de las mezclas inflamables de gases y vapores, varían dependiendo del tipo de material. Así la Clase I se divide en los grupos A, B, C Y D, dependiendo de la máxima intensidad de explosión y de la mínima temperatura de ignición de la mezcla considerada.

5.3.2.2.4 ÁREA NO CLASIFICADA

Se consideran como Área no Clasificada aquellos espacios:

- Adecuadamente ventilados donde los materiales estén contenidos en sistemas cerrados de tuberías, adecuados y bien mantenidos.
- Inadecuadamente ventilados, siempre que el sistema de tuberías no contengan válvulas, accesorios, bridas o artefactos similares.
- Donde los materiales combustibles son manejados en recipientes adecuados.
- Áreas que rodean fuentes permanentes de ignición o superficies calientes tales como: calderas, hornos, teas, etc., dado que éstos proveen la energía suficiente para incendiar una mezcla de gases o vapores inflamables. En el caso de fuentes de ignición intermitentes, la clasificación del área dependerá del análisis individual de cada situación.

5.3.3 CRITERIOS PARA DEFINIR LA EXTENSIÓN DE LAS ÁREAS CLASIFICADAS

Para áreas División 1 o División 2 se requiere hacer una cuidadosa evaluación de los siguientes factores:

- El material combustible o inflamable

- La densidad de vapor de dicho material
- Temperatura material
- Presión de proceso o almacenamiento
- Tamaño de la fuga
- Ventilación

El volumen de líquido o vapor escapado es de extrema importancia en la determinación de la extensión de una área clasificada y es por lo tanto, el factor que requiere del mejor criterio de ingeniería sin perder de vista el propósito final, como es la instalación de equipo eléctrico.

Al realizar la clasificación, se debe tener en cuenta que una unidad operativa puede tener una gran cantidad de fuentes de escape de productos inflamables, las cuales deben ser analizadas individualmente. No obstante se pueden presentar casos en los cuales la clasificación individual de tales fuentes no sea factible, en cuyo caso, la unidad operativa entera podrá ser clasificada como única fuente de escape, después de un exhaustivo análisis de la extensión e interacción de las diferentes fuentes de escape.

Para decidir entre usar un esquema de clasificación global de la planta o una clasificación por equipo individual, se debe tomar en consideración el volumen, tasa de flujo y presión de los equipos de proceso. El cuidadoso análisis de estos factores permite juzgar mejor cada situación particular; así, el volumen escapado, distancia alcanzada y área de dispersión de una fuente particular, se incrementan proporcionalmente con el inventario, tasa de flujo y presión del equipo de proceso.

La Figura 5.1 muestra un Diagrama de flujo típico utilizado para la determinación de áreas peligrosas dentro de una planta.

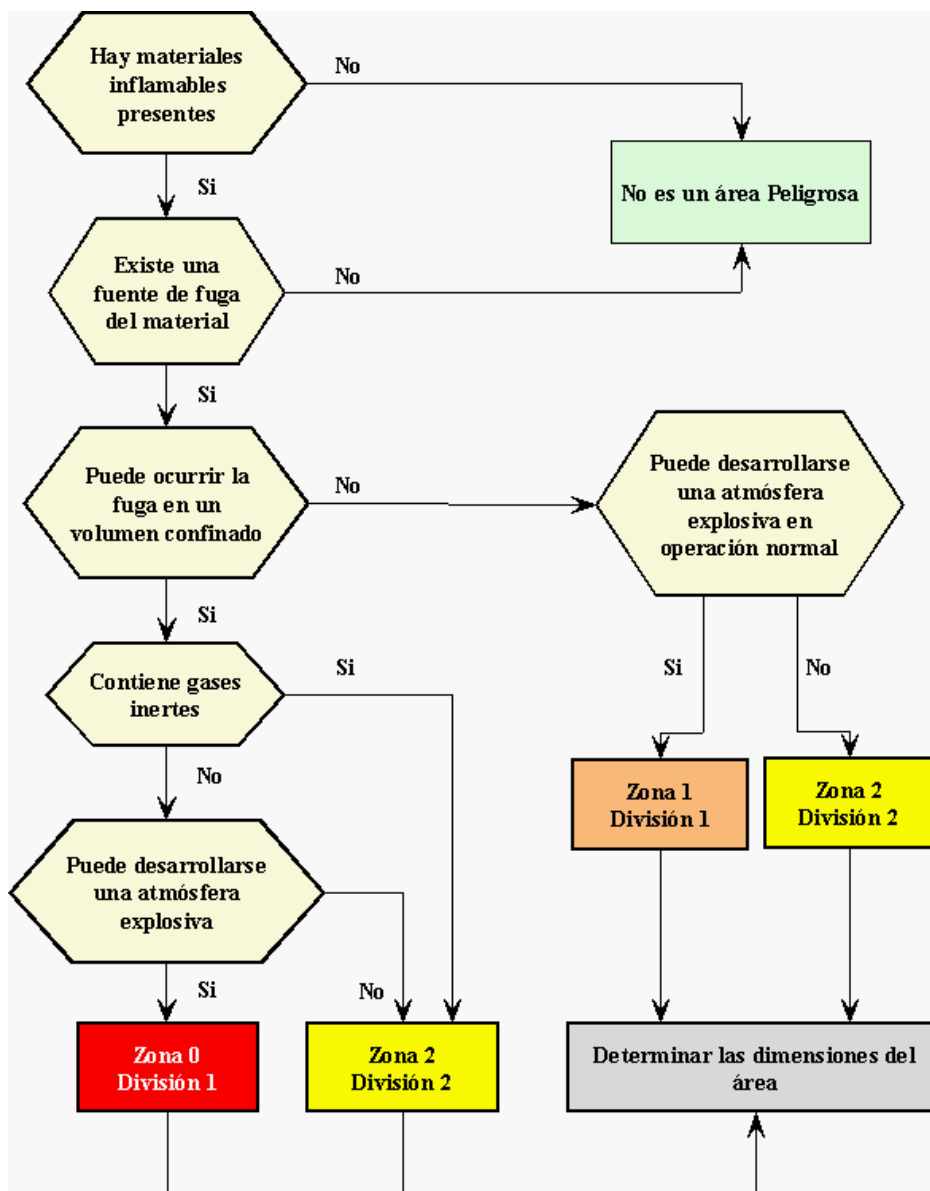


Figura 5.1 Diagrama de flujo para clasificación de Áreas Peligrosas

5.3.3.1 EQUIPOS ELÉCTRICOS Y MATERIALES PARA ÁREAS PELIGROSAS

La selección apropiada de los equipos y materiales eléctricos depende directamente del área clasificada. Estos equipos deberán estar aprobados no solo para la clasificación del área, sino también para la máxima temperatura de operación a la cual se encuentran las superficies descubiertas del equipo, la cual en ningún caso debe ser superior a la temperatura de ignición del gas o vapor inflamable con el menor punto de auto ignición presente en la atmósfera.

Las áreas peligrosas, Clase 1, Divisiones 1 o 2, Grupos C y D, cubren prácticamente todas las áreas de equipos operativos e instrumentación de campo de las centrales termoeléctricas, de manera que sólo se utilizarán equipos, materiales y accesorios fabricados y aprobados para tal objeto, con el sello de UL (Underwriters Laboratorios Inc. de USA).

5.3.3.2 PLANOS DE CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

Una vez decidida la clasificación de una instalación, se deberá elaborar los planos de clasificación en donde se represente, promedio de los códigos, la clasificación dada a las diferentes áreas. Para ello, se debe contar con planos de planta actualizados de la instalación, mostrando todos los equipos existentes, tanto en planta como en elevación. La escala de los planos debe ser tal que permita una clara visualización de todos los equipos y accesorios. Los planos de clasificación de áreas deben ser actualizados cada vez que se produzca una modificación de la instalación, bien sea que ésta afecte a equipos o procesos en sí.

5.3.3.2.1 CÓDIGO DE CLASIFICACIÓN

Para la clasificación de esta norma se utilizará el código de clasificación mostrado en la Figura siguiente.



5.3.3.2.2 DIAGRAMAS DE CLASIFICACIÓN

A continuación se presenta a modo de ejemplo, una serie de diagramas que ilustran la extensión de la clasificación recomendada para aéreas alrededor de fuentes típicas de gases o vapores inflamables.

1. Tanque de techo cónico.

2. Espacio techado con ventilación adecuada: bombas, centrífugas, etc.
3. Áreas de proceso adecuadamente ventiladas, con fuente de escape a nivel del piso.
4. Área de proceso adecuadamente ventilada con fuente de gas o vapor menos pesado que el aire
5. Área de proceso adecuadamente ventilada, al aire libre: tuberías, bombas, etc.

En este capítulo se resumen los procedimientos técnicos generales a tomar en cuenta en el momento de realizar los trabajos contemplados en la implementación del proyecto. En el caso de que las centrales no dispongan de procedimientos establecidos, esta guía puede ser acogida como una referencia técnica muy aceptable.

CAPÍTULO 6

PRESUPUESTOS REFERENCIALES

6.1 ALCANCE

Luego de determinar todos los equipos e instrumentos necesarios para la implementación del proyecto en cada central termoeléctrica, en el siguiente capítulo se presentan los presupuestos referenciales tomando en consideración los siguientes aspectos.

- 1 El presupuesto referencial se desarrollará tomando en consideración el tipo y número de equipos especificado en la solución propuesta para cada tipo de central.
- 2 Se presentará un desglose completo de los equipos necesarios para la implementación del sistema de adquisición de datos y supervisión de cada planta. Independientemente del tipo de central y de la disponibilidad de un sistema en la actualidad.
- 3 Los precios unitarios de los instrumentos y equipos son referenciales a los meses de abril del 2009 y mayo del 2009, los cuales permiten calcular un valor aproximado del proyecto.
- 4 Para la instalación del cableado no se especifican valores reales de distancias de cables, bandejas y accesorios requeridos, ya que por tratarse de una ingeniería básica no se realizó un levantamiento real de dimensiones de cada central.

6.2 CENTRAL TERMOELÉCTRICA A VAPOR

El presupuesto referencial para una central termoeléctrica a vapor está desarrollado tomando en consideración lo siguiente:

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de combustible pesado.
- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de diesel.
- Un sistema de medición de nivel RTG, para cada uno de los tanques de almacenamiento de combustibles pesados cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos.
- Un sistema de medición de nivel RTG para el tanque de almacenamiento de diesel.
- Medición independiente del consumo de combustibles de la unidad, tanto de fuel oil como diesel.
- Un sistema de adquisición de datos, monitoreo y supervisión.

6.3 CENTRAL TERMOELÉCTRICA A GAS

Para el desarrollo del presupuesto referencial para una central termoeléctrica a gas se tomó en consideración: la utilización de gas, o de combustibles líquidos como fuente de energía química. Por lo tanto, se presenta un detalle de costos para cada caso.

Para el caso de las centrales que utilizan combustibles líquidos, se realiza el presupuesto considerando lo siguiente.

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de combustibles.

- Un sistema de medición de nivel RTG, para cada uno de los tanques de almacenamiento de combustibles cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos.
- Medición independiente del flujo de combustible tanto en la tubería de ingreso a la unidad como la tubería de retorno a los tanques diarios.
- Un sistema de adquisición de datos, monitoreo y supervisión.

En el caso de una central que utiliza gas, el presupuesto referencial está desarrollado tomando en consideración lo siguiente:

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de combustible.
- Un sistema de medición de flujo en la tubería de ingreso a la unidad.
- Un sistema de adquisición de datos, monitoreo y supervisión.

6.4 CENTRAL TERMOELÉCTRICA MCI

Para el desarrollo del presupuesto referencial para una central termoeléctrica mediante motores de combustión interna, también se tomó en consideración la utilización de diesel o de combustibles pesados como fuente de energía para los motores. Por lo tanto, se presenta un detalle de costos para cada caso.

Para el caso de las centrales que utilizan combustibles pesados, el presupuesto se desarrolló tomando en consideración lo siguiente:

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de combustible pesado.

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de diesel.
- Un sistema de medición de nivel RTG, para cada uno de los tanques de almacenamiento de combustibles pesados cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos.
- Un sistema de medición de nivel RTG para cada uno de los tanques de almacenamiento de diesel cuya capacidad supere los 50.000 galones americanos.
- Medición del consumo de combustible de cada unidad.
- Medición del consumo total de diesel en las operaciones auxiliares.
- Un sistema de adquisición de datos, monitoreo y supervisión.

Para el caso de las centrales que utilizan diesel como combustible, se realiza el presupuesto considerando lo siguiente.

- Un sistema de medición de flujo en el área de recepción de combustible.
- Un sistema de medición de nivel RTG, para cada uno los tanques de almacenamiento y reserva en caso de existir.
- Medición del consumo de combustible de cada unidad.
- Un sistema de adquisición de datos, monitoreo y supervisión.

A continuación se presentan los detalles de costos del presupuesto elaborado para cada tipo de central.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Mediante la implementación del sistema de medición y control de combustibles por parte de cada agente generador o distribuidor que actualmente está operando en el país y forma parte del Sistema Nacional Interconectado, se posibilita que el estado a través de los entes reguladores: CENACE, DNH, PETROCOMERCIAL, entre otros, obtenga un mayor control sobre el uso de los combustibles en el sector eléctrico, evitando así el robo y malgaste de los recursos hidrocarburíferos. Con lo cual se alcanzaría un ahorro económico notable tomando en cuenta el subsidio que existe sobre la venta de estos recursos.
- Por tratarse de una ingeniería básica, en el presente documento se detallan los requerimientos mínimos a considerar en el estudio y diseño del sistema de medición y control de combustibles. Por lo tanto, es necesario que cada agente generador realice una ingeniería de detalle del proyecto, que posibilite el levantamiento real de los datos del proceso, infraestructura y dimensiones de cada planta, determinación de áreas de medición, instrumentos y equipos necesarios para satisfacer los requerimientos de medición, adquisición de datos, supervisión, control y comunicaciones.
- La instalación de instrumentos y equipos de medición de última generación “estado del arte” permitirá un control más preciso de los procesos de tratamiento del combustible, logrando así un beneficio tanto para el agente generador como para el ente regulador.
- El sistema de control supervisorio y adquisición de datos SCADA local tiene una arquitectura con dos niveles de control establecidos. El nivel de campo soportado sobre cualquier protocolo industrial, y el nivel de Celda

soportado sobre Ethernet. Se especifica un servidor redundante para el sistema SCADA encargado de la supervisión del nuevo proyecto, quedando abierta la posibilidad de integración de todos los procesos de la planta, con lo cual se estaría en la capacidad de cubrir los requerimientos de la regulación No. CONELEC - 005/08 “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE”.

- La implementación del sistema SCADA local en cada una de las centrales termoeléctricas aportaría las siguientes ventajas:
 - Mayor interacción entre los operadores y los procesos.
 - Optimización en el manejo de la información, gran almacenamiento de datos.
 - Generación automática de reportes de consumo de combustibles.
 - Seguridad en las operaciones y robustez en el sistema.

7.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda que el diseño definitivo del sistema de medición y control de uso de combustibles sea desarrollado por un equipo técnico multidisciplinario que incluyan ingenieros mecánicos, eléctricos, instrumentistas, operadores de planta, panelistas, etc; pues de esta manera se asegura obtener un sistema que cumpla con todos los requerimientos solicitados por parte de los entes reguladores y adicionalmente se alcance las mayores prestaciones de funcionalidad, operatividad y seguridad del mismo.
- Los presupuestos referenciales presentados responden a la ingeniería básica desarrollada, es recomendable que se realice un desarrollo detallado del presupuesto referencial respondiendo a una ingeniería de detalle en cada central.

- Por tratarse de plantas que manejan combustibles, cuyas instalaciones están clasificadas como áreas peligrosas, es recomendable que en la selección de instrumentos y equipos se tome en consideración todas las seguridades intrínsecas eléctricas y mecánicas, con lo cual se evitarán problemas y accidentes posteriores.
- El esquema propuesto contempla la implementación de un bus de campo industrial como medio de comunicación entre la RTU local y los instrumentos de campo, es recomendable que los agentes generadores acojan este modelo ya que proporciona grandes ventajas económicas, gran escalabilidad, buena seguridad y la posibilidad de expansión a futuras instalaciones. Tomando en cuenta la gran variedad de protocolos de campo existentes en el mercado, queda abierta la posibilidad para que cada agente escoja el bus que más se acomode a sus necesidades,
- Para la instalación del sistema SCADA local se deben tomar en consideración todos los requerimientos de seguridad en el tratamiento de la información, así como en la transferencia de la información hacia los centros de control, recomendándose utilizar métodos de protección y encriptación de los datos que eviten el acceso de personas no autorizadas hacia los mismos.
- Las normativas y procedimientos técnicos eléctricos y mecánicos resumen los lineamientos generales a tomar en cuenta en el momento de realizar los trabajos de instalación de los instrumentos y equipos, es recomendable en caso de que el agente no disponga de procedimientos propios, acoja estos, en especial en la determinación de las áreas clasificadas de la planta.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Morse Frederick T. (1980). Centrales eléctricas, teoría y práctica de las plantas generadoras eléctricas estacionarias,
- Rodríguez Penin Aquilino. (2007). Sistemas SCADA. 2da edición, Barcelona, Marcombo.
- Leone Campo Jorge Ignacio. (1998). Aplicación de un sistema de control distribuido para una central térmica de generación eléctrica. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Paredes Arcos Edison. (1970). Aprovechamiento del gas del oriente ecuatoriano en la producción de energía eléctrica. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Castro Murillo, Rubén Dario. (2001). Alternativas para aumentar la rentabilidad de la Central San Rosa. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Loor Toro Rosanna Ximena. (2005). Requerimientos funcionales de centros de control para centrales de generación eléctrica. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Vinueza Paz Oscar Eduardo. (2002). Estudio del monitoreo de la central Santa Rosa. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- Win van de Kamp. (2001). Teoría y práctica de medición de niveles. 17a edición. Endress+Hauser, Alemania.
- Jost Gerhard. (2004). Medición del caudal, Guía práctica: Tecnologías de medición, Aplicaciones, Soluciones. 1era edición. Endress+Hauser, Alemania.
- Rip Weaver. (1981). Process piping drafting. 3era edición. Gulf Publishing Co. Houston Texas.
- Belá G. Lipták. (1995). Process Measurement and Analysis Instrument. Engineer Handbook, 3era edición. Chilton Book Co. Pennsylvania.
- Belá G. Lipták. (1995). Process Control. Engineer Handbook, 3era edición. Chilton Book Co. Pennsylvania.
- R. W. Zappe. (1981). Valve Selection Handbook. 3era edición. Gulf Publishing Co. Houston Texas.
- Trade and Technical Press. (1986). Valves, piping and pipelines handbook. 2da edición. The Trade & Technical Press Limited. England.

- PETROECUADOR. (1995). Compendio de Normas de Seguridad Industrial. Ecuador.
- OIML R-117. (2007). Measuring systems for liquids other than water. Organisation Internationale de Métrologie Légale.
- López Díaz José. (2003). Normas ANSI/ISA para instrumentación. Universidad Técnica Federico Santa María. Chile.
- ISA-20 Standard. (1981). Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements, and Control Valves. Instrumentation Systems and Automation Society, EEUU.
- Regulación No. CONELEC-005/08. "Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE". CONELEC. Ecuador.
- CONELEC. (2008). Estadística del Sector eléctrico ecuatoriano, primer semestre año 2008.
- CENACE. Requisitos técnicos, estudios y pruebas requeridos para la incorporación de proyectos de generación menores a 40 MW.
- Guy Fulkerth. Coriolis Mass Measurement Balances, Custody Transfer Receipts. Micro Motion White Paper. Chevron Canada Resources.
- NORMA PETROECUADOR SHI - 021. (1992). "Clasificación eléctrica de áreas". Quito, Ecuador.
- Fernández Sadot, Rodríguez José. Comunicaciones Industriales Avanzadas. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.
- Morcillo Ruiz Pedro. (2000). Comunicaciones Industriales. Editorial Paraninfo.
- Fieldbus Foundation. (2004). 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems. AG-163 Revisión 2.0. Foundation Fieldbus Application Guide. Austin Texas.
- García Rafael. Centrales termoeléctricas clásicas. Sociedad Andaluza de educación Matemática Thales.
<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>
- Central Térmica. Institución Familiar de Educación.
<http://www.institucion.org/mestral/tecnoreball/centraterm.htm>
- www.profibus.com
- www.fieldbusfoundation.org
- www.Modbus-IDA.org

ANEXOS

ANEXO No. 1

PLANOS Y DIAGRAMAS

ANEXO No. 2
CRONOGRAMAS DE EJECUCIÓN
DEL PROYECTO

ANEXO No. 3
HOJAS DE DATOS ISA

ANEXO No. 4

RESUMEN DE BUSES DE CAMPO

ANEXO No. 5

ESTÁNDARES ELÉCTRICOS INDUSTRIALES