



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, PARA UNA TURBINA  
A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC,  
SENSORES Y HMI**

**Rony Daniel Hernández Gómez**

Asesorado por el Ing. José Antonio de León Escobar

Guatemala, agosto de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, PARA UNA TURBINA  
A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC,  
SENSORES Y HMI**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**RONY DANIEL HERNÁNDEZ GÓMEZ**

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ ANTONIO DE LEÓN ESCOBAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRÓNICO**

GUATEMALA, AGOSTO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Sergio Leonel Gómez Bravo
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
EXAMINADOR	Ing. José Antonio de León Escobar
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, PARA UNA TURBINA A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC, SENSORES Y HMI**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de marzo de 2017.

**Rony Daniel Hernández Gómez**

Guatemala, 25 de mayo del 2017

Ing. Francisco González  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Respetable Ingeniero González

Por medio de la presente informo a usted que, como asesor del Trabajo de Graduación del estudiante universitario **RONY DANIEL HERNÁNDEZ GÓMEZ**, quien se identifica con carné universitario No. **2011-22927**, procedí a revisar la tesis de cuatro capítulos, cuyo título es: **"DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, "PARA UNA TURBINA A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC, SENSORES Y HMI"**. El cual encuentro satisfactorio.

En tal virtud, LA DOY POR APROBADA, solicitándole darle el trámite correspondiente.

Sin otro particular, es grato suscribirme de usted.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, enclosed in a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'José Antonio de León Escobar'.

Ing. José Antonio de León Escobar  
Colegiado Activo No. 8281

*José Antonio de León Escobar*  
INGENIERO ELECTRONICO  
COLEGIADO No. 8281





Ref. EIME 28.2017  
Guatemala, 7 de JUNIO 2017.


Señor Director  
Ing. Francisco Javier González López  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO,  
PARA UNA TURBINA A VAPOR CON CAPACIDAD DE  
GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC,  
SENSORES Y HMI, del estudiante Rony Daniel Hernández  
Gómez, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar  
Coordinador de Electrotécnica



S/O





REF. EIME 28. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **RONY DANIEL HERNÁNDEZ GÓMEZ**, titulado: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, PARA UNA TURBINA A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC, SENSORES Y HMI**, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 21 DE JUNIO 2,017.



Universidad de San Carlos  
de Guatemala

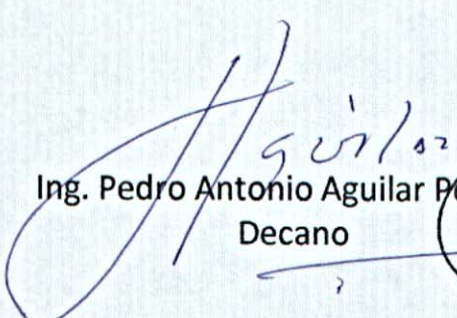


Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 332.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO, PARA UNA TURBINA A VAPOR CON CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE 5MW, POR MEDIO DE UN PLC, SENSORES Y HMI,** presentado por el estudiante universitario: **Rony Daniel Hernández Gómez,** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Ing. Pedro Antonio Aguilar Posanco  
Decano



Guatemala, agosto de 2017

/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme las fuerzas y facultades para lograr todas las metas propuestas.
- Mis padres** Carlos Hernández y Dolores Gómez de Hernández, porque nunca dejaron de creer en mí.
- Mis hermanos** Fernando y Claudia Hernández, por apoyarme y brindarme palabras de aliento.
- Mis cuñados** Sergio Choc y Alejandra Rodríguez, por brindarme siempre su atención y apoyo.
- Mis tías** María Concepción y Flor de María Gómez, por ser un estandarte importante en momentos difíciles.
- Mi abuelita** Rosa Gómez, por ser una guerrera, yo aún te tengo en mis memorias.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Por ser el alma máter en esta etapa de mi vida.

**Facultad de Ingeniería**

Por ser la base esencial de mi formación como profesional.

**Mis amigos**

Luis Sierra y Rudy Boj, porque fuimos, somos y seremos el tridente del mal.

**Mi tutor**

Nestor Chamalé, por ser la persona que me brindó sus vastos conocimientos en la elaboración de este trabajo de graduación.

**Mi asesor**

José de León, por su apoyo y colaboración continua en la elaboración de este trabajo de graduación



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	III
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN.....	XI
OBJETIVOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN .....	XV
1. FUNDAMENTOS DE COGENERACIÓN ENERGÉTICA .....	1
1.1. Régimen de una planta de cogeneración energética .....	2
1.2. Elementos de una planta de cogeneración energética .....	3
1.3. Opciones técnicas de cogeneración energética .....	4
1.4. Clasificación de los sistemas de cogeneración .....	8
1.5. Turbinas accionadas por vapor (turbogeneradores) .....	10
1.5.1. Partes de un turbogenerador .....	11
1.5.2. Funcionamiento de un turbogenerador .....	17
1.6. Variables de proceso en un turbogenerador.....	28
2. COMPONENTES ELECTRÓNICOS PROPUESTOS PARA EL SISTEMA DE PRETECCIÓN Y MONITOREO A DISEÑAR.....	33
2.1. Sensores .....	33
2.2. Interfaz humano-máquina (HMI).....	40
2.3. Autómata programable PLC y sus módulos .....	43
2.3.1. Módulo de CPU .....	44
2.3.2. Módulo de comunicación .....	44

2.3.3.	Módulo de entrada y salida de señales 4 a 20 mA.....	45
3.	PROPUESTA DEL EQUIPO IMPLEMENTADO EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.....	49
3.1.	Dimensionamiento de equipos de detección (sensores).....	49
3.1.1.	Sensores de presión .....	50
3.1.2.	Sensor de velocidad rotacional .....	55
3.1.3.	Sensores de vibración .....	58
3.1.4.	Sensores de temperatura .....	60
3.2.	Listado de señales (TAG).....	64
3.3.	Dimensionamiento de equipo electrónico.....	70
3.3.1.	Módulo de CPU .....	70
3.3.2.	Módulo de comunicación.....	72
3.3.3.	Módulos de entradas y salidas .....	75
4.	DISEÑO Y DIAGRAMAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO.....	79
4.1.	Diagrama de comunicación.....	79
4.2.	Diagrama P&ID .....	81
4.3.	Diseño de pantallas para HMI .....	84
	CONCLUSIONES.....	89
	RECOMENDACIONES .....	91
	BIBLIOGRAFÍA.....	93
	ANEXOS.....	97



# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Turbina a vapor de contrapresión (1) y de extracción (2).....	5
2.	Sistema de cogeneración mediante turbina a gas .....	6
3.	Sistema de cogeneración mediante motores alternativos de combustión interna.....	7
4.	Ciclo de cabeza.....	9
5.	Ciclo de cola.....	10
6.	Partes de una turbina .....	16
7.	Principales elementos de una turbina a vapor .....	17
8.	Ciclo termodinámico de una turbina a vapor .....	18
9.	Esquema del ciclo básico de las turbinas a vapor.....	19
10.	Ciclo termodinámico de las turbinas a vapor con recalentamiento .....	20
11.	Ciclo termodinámico real de las turbinas a vapor con recalentamiento.....	22
12.	Ciclo termodinámico regenerativo .....	25
13.	Sensor de temperatura, película de aluminio .....	34
14.	Manómetro por líquidos en forma de U .....	36
15.	Sensor de presión de diafragma metálico .....	37
16.	Tacómetro de corrientes parásitas .....	38
17.	Sensor inductivo de proximidad .....	40
18.	Pantalla táctil HMI Magelis, de Schneider Electric .....	42
19.	Módulos e interconexiones entre módulos en el PLC .....	43
20.	Esquema de un lazo de corriente básico .....	45
21.	Instalación de pierna húmeda para sensor de presión absoluta .....	53

22.	Selección del transmisor y sensor de presión mediante catálogo de selección.....	54
23.	Selección del transmisor y sensor de presión mediante catálogo digital online.....	55
24.	Instalación perpendicular para velocidad rotacional en plano X-Y (opción 1).....	57
25.	Instalación perpendicular para velocidad en el plano Y-Z (opción 2)....	58
26.	Instalación perpendicular de sensores de vibración X-Y detectado en VT1, VT2 y VT3 (ver plano P&ID) .....	59
27.	Instalación perpendicular de sensores de vibración axial en plano X-Z (opcional) .....	60
28.	Instalación de RTD con termo pozo en pieza metálica .....	62
29.	Diagrama de conexión RTD – transmisor a PLC .....	62
30.	Cojinete de apoyo o radial (punto crítico de control de temperatura) detectada en T3 (ver plano P&ID).....	63
31.	Letras de identificación para instrumentos de campo y procesos.....	65
32.	Nomenclatura para la identificación del instrumento.....	66
33.	Módulo rack para interconexiones entre módulos del PLC.....	71
34.	Módulo de alimentación Modicon.....	71
35.	Módulo de comunicación integrada .....	72
36.	Módulo HMI Magelis .....	73
37.	Módulo de procesamiento y comunicación integrada .....	74
38.	Módulo de 16 entradas discretas con módulo de borneras de atornillar .....	75
39.	Módulo de 16 salidas discretas con módulo de borneras de atornillar .....	76
40.	Módulo de 4 entradas analógicas con módulo de borneras de atornillar .....	76
41.	Arquitectura de comunicación para el sistema .....	80



42.	Diagrama P&ID y lógica PLC .....	82
43.	Diagrama P&ID y lógica relevadores.....	83
44.	Pantalla de inicio .....	84
45.	Pantalla de estatus.....	85
46.	Pantalla de historial de presión en vapor .....	86
47.	Pantalla de historial de velocidad rotacional .....	87
48.	Pantalla de historial de temperatura.....	88

## TABLAS

I.	Clasificación de sensores.....	34
II.	Presión de admisión detectada en PV1 (ver plano P&ID).....	51
III.	Presión de escape detectada en PV2 (ver plano P&ID).....	51
IV.	Temperatura en condiciones de operación para vapor de admisión detectada en PV1 (ver plano P&ID) .....	51
V.	Temperatura en condiciones de operación para vapor de admisión detectada en PV2 (ver plano P&ID) .....	52
VI.	Velocidad rotacional en el eje de turbina detectada en S1 (ver plano P&ID) .....	57
VII.	Temperatura en cojinetes detectada en T1 a T7 (ver plano P&ID) .....	64
VIII.	Elenco de mediciones de presión en el sistema .....	67
IX.	Elenco de mediciones de temperatura en el sistema .....	67
X.	Elenco de mediciones de velocidad rotacional en el sistema.....	68
XI.	Elenco de mediciones de vibración en el sistema.....	68
XII.	Elenco de confirmación de funcionamiento.....	68
XIII.	Elenco de señales de paro de emergencia .....	69
XIV.	Número de módulos I/O .....	69
XV.	Catálogos de módulos recomendados 1 .....	72
XVI.	Catálogos de módulos recomendados 2.....	74

XVII. Catálogos de módulos recomendados 3.....77

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
$\lambda$	Adjetivo de valor real
<b>h</b>	Altura entre puntos
$\eta_{\text{ter}}$	Eficiencia térmica
<b>°C</b>	Grados centígrados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>MW</b>	Megawatts (unidad de potencia eléctrica)
<b>mA</b>	Miliamperios
<b>R</b>	Ohmios
<b>I</b>	Unidad de corriente eléctrica
<b>ton/h</b>	Unidad de flujo másico
<b>m</b>	Unidad de masa
<b>bar</b>	Unidad de presión
<b>psig</b>	Unidad de presión
<b>Ohms (<math>\Omega</math>)</b>	Unidad de resistencia eléctrica
<b>E o V</b>	Unidad de tensión eléctrica
$\cong$	Valor aproximado
<b>W</b>	Watts (unidad de potencia eléctrica)





## **GLOSARIO**

<b>AI o AO</b>	Entrada o salida analógica de cierto sistema.
<b>CEC</b>	Comisión Energética Californiana.
<b>CPU</b>	Unidad central de procesamiento de cierto sistema.
<b>DEVICENET</b>	Protocolo de comunicación industrial utilizado en automatización.
<b>DI o DO</b>	Entrada o salida discreta de cierto sistema.
<b>ETHERNET</b>	Estándar de redes de área local.
<b>HART</b>	Protocolo abierto de comunicación industrial usado en los sistemas de control y automatización.
<b>ISA</b>	Sociedad Internacional de Automatización; nombra estándares de diseño.
<b>P&amp;ID</b>	Es un diagrama de tuberías e instrumentación que muestra el flujo del proceso.
<b>TAG</b>	Definido como etiqueta en español.



## RESUMEN

En los sistemas de cogeneración energética es necesario implementar un monitoreo continuo de los parámetros del sistema con el fin de salvaguardar al personal, el medio ambiente y la maquinaria ante cualquier falla. El diseño de control de protección de una turbina consiste en mantener el funcionamiento de la turbina dentro de los parámetros adecuados esto mediante un monitoreo continuo, simultáneo y correlacionado, dichos parámetros son: velocidad de rotación de la turbina, temperatura en los ejes de rodamiento, presión de vapor en la entrada y salida de la turbina, presión de aceite de lubricación, control de bombas, vibraciones en eje y rotor.

Todos los parámetros anteriores descritos se obtienen de sensores (presión, velocidad, nivel de tanque, temperatura) instalados en distintos puntos del sistema principalmente, en las partes móviles de la turbina; posteriormente, las señales analógicas (4 a 20 mA) otorgadas por los sensores necesitan ser procesadas mediante el PLC donde se podrán monitorear desde una pantalla HMI.

Ante cualquier parámetro que no esté dentro del rango adecuado de funcionamiento, la turbina debe detener su funcionamiento inmediatamente para garantizar la seguridad de las personas alrededor de la turbina y para evitar daños a su estructura.





# OBJETIVOS

## General

Diseñar un sistema de protección y monitoreo para una turbina a vapor con capacidad de generación de 5 MW por medio de un PLC, sensores y HMI.

## Específicos

1. Conocer los fundamentos o teoría básica del proceso de cogeneración de energía mediante generadores tipo turbina accionados por vapor a presión.
2. Presentar la descripción técnica de los componentes electrónicos propuestos para el diseño del sistema de monitoreo.
3. Explicar el dimensionamiento, tecnologías y herramientas a utilizar en la elaboración de la HMI y dimensionamiento del PLC para la visualización del sistema de protección y monitoreo.
4. Proponer el diseño de un sistema de protección y monitoreo de los parámetros de seguridad en las turbinas accionadas por vapor a presión.



## INTRODUCCIÓN

La industria guatemalteca actual se encuentra en expansión y automatización; de esto se deriva la responsabilidad que se tiene con la seguridad en las instalaciones o plantas productoras; en la industria de cogeneración energética, el compromiso de seguridad y protección debe darse para las personas, el medio ambiente y los equipos en uso; según el orden anterior, se inicia con el factor de mayor prioridad.

El proceso de monitoreo para la protección de los factores previamente nombrados puede realizarse mediante un sistema de monitoreo mediante sensores colocados en puntos críticos del sistema: las variables del proceso.

Este sistema se elabora y diseña mediante la toma de datos de las variables que necesitan ser monitoreadas: presiones, temperaturas, velocidades e incluso vibraciones, ayudan a identificar una posible falla antes que suceda, con esto, se evitan los desastres que pueden ser ocasionados por sobrecargas en el sistema o mal diseño del proceso.

La propuesta del sistema de protección y monitoreo ejemplifica su uso en una aplicación de cogeneración; toman como parte del proceso a analizar, una turbina a vapor, presente en diversos sistemas de generación energética; dicha propuesta consta de cuatro capítulos: el primero explica los fundamentos de la cogeneración energética y su proceso; el segundo estudia la tecnología a aplicar; el tercer capítulo consta del dimensionamiento del equipo y los puntos de análisis del sistema y, por último, el cuarto capítulo presenta el diseño final aplicable a un proceso genérico de cogeneración energética.





## **1. FUNDAMENTOS DE COGENERACIÓN ENERGÉTICA**

Las plantas térmicas son parte de la generación de electricidad en Guatemala. El método convencional de generación de energía y suministro al consumidor es poco económico en el sentido de que solamente una tercera parte de la energía primaria invertida en la planta de energía es actualmente hecha y disponible para el usuario final en la forma de electricidad. En una planta convencional de energía, la eficiencia es solamente del 35 % y el 65 % restante es energía desperdiciada. La mayor fuente de pérdida en el proceso de conversión es el calor rechazado por el agua que rodea el proceso o el aire debido a la restricción inherente de los diferentes ciclos termodinámicos empleados en la generación de energía. También, pérdidas lejanas al proceso, que oscilan entre el 10 % -15 % son asociadas con la transmisión y distribución de la electricidad en el sistema eléctrico nacional.

Cogeneración o Calor y Energía Combinada (CEC) es definida como la generación secuencial de dos diferentes formas de energía funcional desde una sola fuente primaria de energía, típicamente energía mecánica o térmica. La energía mecánica puede ser usada ya sea para manejar un alternador para producir energía o equipo rotatorio como un motor, compresor, bomba o ventilador para varios tipos de servicios. La energía térmica puede ser usada para aplicaciones directas a procesos o para producir indirectamente vapor, agua caliente, aire caliente para secadores o enfriamiento de agua.

La cogeneración provee un gran rango de tecnología para aplicación en varios dominios de las actividades económicas. El promedio de la eficiencia de

energía usada en modo de cogeneración puede incrementarse hasta un 85 % o más en algunos casos.

### 1.1. Régimen de una planta de cogeneración energética

Los requisitos para una buena operación y eficiencia de una planta de cogeneración están regidos bajo ciertos requisitos que son alcanzados mediante el monitoreo de cada proceso de la planta; los más importantes requisitos son los siguientes:

- Consumo elevado de energía térmica (calor y/o frío).
- Horas de producción anuales > 5 000 (es el mínimo, más habitual). Para obtener resultados son 6 000 horas de producción anuales.
- Disponer de combustible elegido de forma continua y fiable.
- Disponer de punto de conexión a la red eléctrica.
- Cumplir con el rendimiento eléctrico equivalente (REE).

Este último requisito (REE) es un indicador intrínseco de la eficiencia de la planta de cogeneración donde no se integran correcciones como las pérdidas evitadas en la red eléctrica. El REE mínimo es la base para la retribución del complemento de eficiencia y para la inclusión en el régimen especial. Se mide mediante la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{\left(Q - \frac{V}{0,9}\right)}$$

Donde:

- E: kWh/año de energía eléctrica producida por el motor

- Q: kWh/año de consumo de gas natural
- V: kWh/año aprovechados en forma de calor

Si no se tienen en cuenta los gases que van a la caldera de recuperación, V sería igual a cero, entonces, el rendimiento sería el eléctrico  $\eta=E/Q$ . Si no se aprovecha ese calor, el negocio no es rentable, la planta en sí, no estaría bajo el régimen de cogeneración.

Por tanto, los valores del REE mínimos a cumplir para poder realizar la instalación de cogeneración serán:

$$\text{MACI} \geq 55 \%$$

$$\text{TG} \geq 59 \%$$

Una vez comprobado el cumplimiento de las condiciones anteriores, hay que tener en cuenta muchos factores y las diferentes opiniones para satisfacer las necesidades requeridas.

## **1.2. Elementos de una planta de cogeneración energética**

- Fuentes de energía primaria: gas natural
- Máquina motriz
  - Turbinas a vapor (TV)
  - Turbinas a gas (TG)
  - Motores alternativos de combustión interna (MACI)
- Sistema de recuperación de calor
  - Calderas de recuperación

- Secaderos
  - Hornos, con aire comburente ( $O_2 + gases$ )
  - Intercambiadores de calor
  - Sistemas de postcombustión de gases de escape de TG
- Sistemas de aprovechamiento de la energía mecánica
    - Generador eléctrico
    - Accionamientos mecánicos: bombas, molinos, compresores para comprimir el gas licuado, entre otros.
- Sistemas auxiliares
    - Sistemas de control y monitoreo
    - Transporte de la energía eléctrica
    - Conexión a la red de distribución
    - Sistemas de evacuación de calor residual

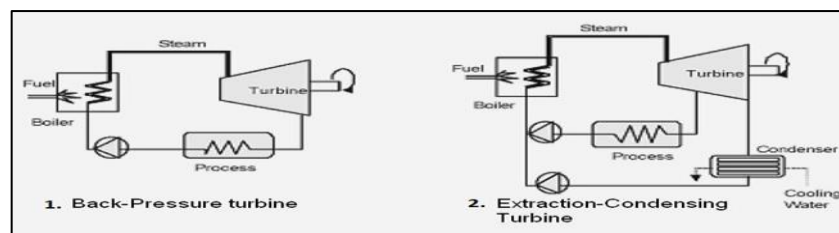
Por tanto, de todos los elementos mencionados, solo la turbina a vapor tendrá especial importancia a la hora de diseñar el sistema de monitoreo y seguridad, pues es el elemento que se encuentra instalado en planta.

### **1.3. Opciones técnicas de cogeneración energética**

Las tecnologías de cogeneración que han sido extensamente comercializadas que incluyen extracción/turbinas a vapor de contrapresión, turbinas a gas con caldera de recuperación de calor (con y sin turbina a vapor de fondo) y máquinas de combustión interna con caldera de recuperación de calor.

- Sistema de cogeneración mediante turbina a vapor: los dos tipos de turbinas a vapor más extensamente usadas son las de contrapresión y las de extracción (otra variación de turbina a vapor con ciclo de cabeza de cogeneración es la extracción) turbina de contrapresión que puede ser empleada cuando el usuario final necesite energía térmica en dos diferentes niveles de temperaturas. Las turbinas a vapor con condensado completo son usualmente incorporadas en sitios donde el calor expulsado del proceso es usado para generar más energía. La ventaja específica de usar turbinas a vapor es la comparación con los otros motores principales es la opción de usar una amplia variedad de combustibles convencionales como una alternativa: carbón, gas natural, combustible fósil y biomasa. La eficiencia de generación de energía en la demanda de electricidad es mayor a 1 MW arriba, hasta un par de cientos de MW. Debido a la inercia del sistema, sus operaciones no son rentables para sitios con demanda intermitente de energía.

Figura 1. **Turbina a vapor de contrapresión (1) y de extracción (2)**



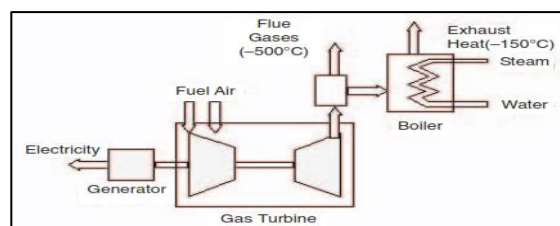
Fuente: *Turbina a vapor y de extracción*. [https://images.search.yahoo.com/yhs/search;\\_ylt=A0LEVjDr8mR Z2GoADPUPxQt. ?p=turbina+a+vapor+y+de+extraccion.org.mx](https://images.search.yahoo.com/yhs/search;_ylt=A0LEVjDr8mR Z2GoADPUPxQt. ?p=turbina+a+vapor+y+de+extraccion.org.mx).

Consulta: 1 de abril de 2017.

- Sistema de cogeneración mediante turbina a gas: este sistema puede producir toda o una parte de la energía requerida para el sitio, y la energía liberada a alta temperatura en una válvula de escape puede ser

recuperada para varias aplicaciones de calor y refrigeración. Aunque el gas natural es el más usado comúnmente, otros combustibles como el combustible fósil o diésel también pueden ser empleados. El rango típico de las turbinas de gas varía desde el MW hasta los 100 MW. La cogeneración mediante turbina a gas experimenta probablemente el más rápido desarrollo en los recientes años debido a la gran disposición de gas natural, el rápido proceso en la tecnología, reducción significativa en los costos de instalación y un mejor rendimiento ambiental. Además, la gestación periódica para desarrollar un proyecto es menor y el equipamiento puede ser enviado de una forma modular. La turbina a gas tiene un corto tiempo de arranque y provee la flexibilidad de operaciones intermitentes. Aunque tiene una eficiencia baja a la hora de convertir calor moderado en energía, más calor puede ser recobrado a altas temperaturas. Si el calor de salida es menor que el requerido por el usuario, es posible que tenga que adecuar una alimentación suplementaria de gas natural para adicionar más combustible al escape de oxígeno para aumentar la temperatura de una forma más eficiente.

Figura 2. **Sistema de cogeneración mediante turbina a gas**



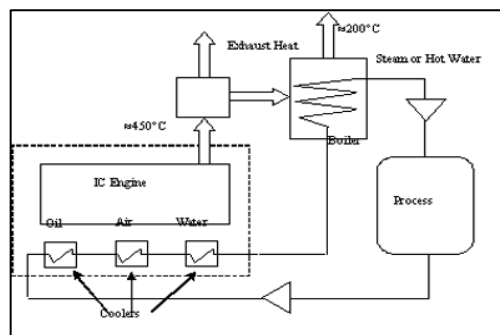
Fuente: *Sistema de cogeneración mediante turbina a gas*. <https://goo.gl/U19nkE>. Consulta: 1 de abril de 2017.

Por otra parte, si más energía es requerida en el sitio, es posible adoptar un ciclo combinado que es una combinación de una turbina a gas y una turbina

a vapor. El vapor generado del escape de gas de la turbina a gas es pasado a través de una turbina a vapor de contrapresión o extracción-condensación para generar energía adicional. El escape o la extracción de vapor desde una turbina a vapor provee la energía térmica requerida.

- Sistema de cogeneración mediante motores alternativos de combustión interna: este sistema de cogeneración tiene una alta eficiencia de generación de energía en comparación con otros motores principales. Hay dos fuentes de calor para recuperar: escape de gas a alta temperatura y un sistema de enfriamiento a base de agua a baja temperatura. El calor recuperado puede ser poco eficiente para sistemas pequeños; este sistema es más popular con facilidades en pequeños consumos de energía, particularmente aquellos que tienen una gran necesidad de electricidad superior a la energía térmica, y donde la calidad de calor requerido no es grande.

Figura 3. **Sistema de cogeneración mediante motores alternativos de combustión interna**



Fuente: *Sistema de cogeneración mediante motores alternativos de combustión interna.*

<https://goo.gl/S2u7wu>. Consulta: 5 de mayo de 2017.



Aunque el diésel ha sido el combustible más común en el pasado, el principal motor puede ser operado también con petróleo denso o gas natural. Estas máquinas son idealmente para operaciones intermitentes y su rendimiento no es sensible a los cambios de temperatura ambiente como las turbinas a gas. La inversión inicial en estas máquinas es baja, su operación y mantenimiento tienen un alto costo debido a su alto desgaste.

#### **1.4. Clasificación de los sistemas de cogeneración**

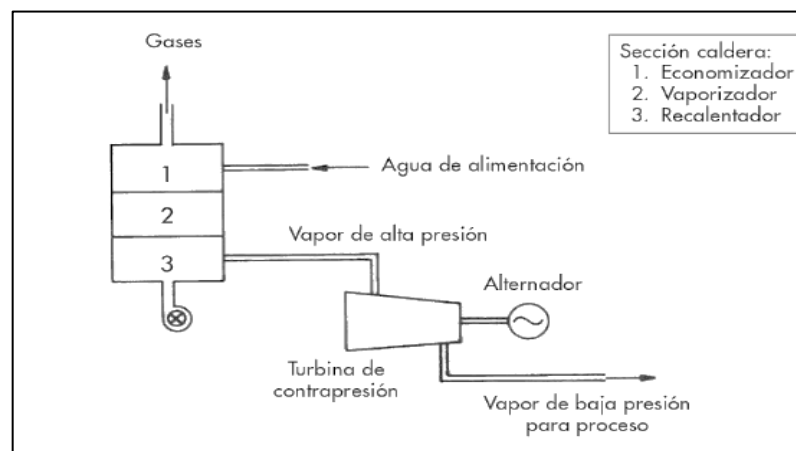
Los sistemas de cogeneración son normalmente clasificados de acuerdo con la secuencia del uso de energía y el esquema de operación adoptado.

Un sistema de cogeneración puede ser clasificado como sea, desde el ciclo de cabeza hasta el ciclo de cola, basado en la secuencia de uso energético. En un ciclo de cabeza, el combustible suministrado es usado primero para producir potencia y energía térmica, con la cual es el bi-producto de un ciclo y es usada para satisfacer el proceso de calor u otro requerimiento de temperatura. El ciclo de cabeza es extensamente usado y es el más popular método de cogeneración.

- Ciclo de cabeza: la turbina a vapor de contrapresión en cogeneración es una aplicación ya muy implantada. Una instalación en ciclo de cabeza consiste en la producción de vapor a alta-media presión en una caldera convencional quemando un combustible (en principio cualquiera) y en la expansión de este vapor en una turbina hasta un nivel de presión inferior utilizable en el proceso, con una producción de energía eléctrica (o mecánica). Una condición fundamental en las calderas que suministran el vapor a la turbina es el mantenimiento de sus condiciones de pureza, con tal de evitar daños en la turbina. Esto requiere de un tratamiento de

desmineralización y acondicionamiento estricto del agua de alimentación por el propio generador de vapor. La modificación de una instalación existente para alojar una turbina a vapor resulta de una rentabilidad notablemente inferior a las aplicaciones con turbina de gas. La utilización de una turbina a vapor en ciclo de cabeza está especialmente indicada cuando se dispone de una cantidad importante de combustible de bajo coste o de carácter residual que resulta necesario eliminar, por ejemplo, los licores negros en las factorías de producción de pasta de papel.

Figura 4. **Ciclo de cabeza**



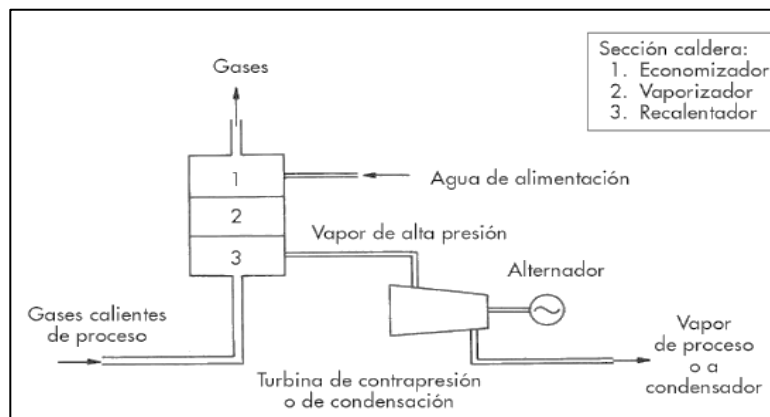
Fuente: CASTELLS, Javier. *Tratamiento y valoración energética de residuos*. p. 602.

- Ciclo de cola: en algunos procesos intensivos en el uso de combustible se puede disponer de afluentes térmicos (básicamente gases calientes), con caudales y temperaturas suficientemente elevados como para posibilitar formas de recuperación energética diferentes a las habituales. Así, si se dispone de un caudal de gases suficiente a una temperatura del orden de los 400°C, se puede estudiar la producción de vapor a alta presión (en una caldera de recuperación), y su expansión posterior en

una turbina, ya sea de contrapresión (si en la planta se requiere vapor a baja presión) o de condensación (si no se necesita vapor). Las características fisicoquímicas de los gases del proceso pueden obligar a tomar algunas medidas para proteger la caldera de recuperación frente a la corrosión.

Este tipo de aplicaciones está muy restringido a usuarios de gran consumo, de manera que dé lugar a instalaciones suficientemente grandes como para resultar económicamente atractivas.

Figura 5. **Ciclo de cola**



Fuente: CASTELLS, Javier. *Tratamiento y valoración energética de residuos*. p. 605.

### 1.5. Turbinas accionadas por vapor (turbogeneradores)

Una turbina a vapor es un dispositivo mecánico que extrae la energía térmica del vapor presurizado y lo transforma en trabajo mecánico. Debido a que las turbinas generan movimiento rotacional, es particularmente utilizado en generadores eléctricos.

Como su nombre lo indica, una turbina a vapor está alimentada por vapor a presión. Un flujo caliente y gaseoso de vapor pasa a través de los alabes de la turbina, el vapor se expande y enfría, dando en su gran mayoría la energía que este contiene. Este vapor hace girar los alabes continuamente. Los alabes convierten la mayor parte de la energía potencial del vapor en energía cinética. La turbina es usada, entonces, para hacer girar el generador acoplado a su eje, permitiendo con ello, generar electricidad.

### **1.5.1. Partes de un turbogenerador**

Las turbinas se componen de tres partes principales:

- El cuerpo del rotor que contiene las coronas giratorias de alabes
- La carcasa que contiene las coronas fijas de toberas
- Alabes

Además, tiene una serie de elementos estructurales, mecánicos y auxiliares: cojinetes, válvulas de regulación, sistema de lubricación, sistema de refrigeración, virador, sistema de control, sistema de extracción de vahos, de aceite de control y sistema de sellado del vapor.

El rotor es fabricado de acero fundido con ciertas cantidades de níquel o cromo para darle tenacidad al rotor y es de diámetro aproximadamente uniforme. Normalmente, las ruedas donde se colocan los alabes se acoplan en caliente al rotor. También, se pueden fabricar con una sola pieza forjada al rotor, con las ranuras necesarias para colocar los alabes.

Los alabes se realizan de aceros inoxidable, aleaciones de cromo-hierro, con las curvaturas de diseño según los ángulos de salida de vapor y las

velocidades necesarias. Son críticas las últimas etapas por la posibilidad de existencia de partículas de agua que erosionarían a los alabes. Por ello se fija una cinta de metal satélite soldado con soldadura de plata en el borde de ataque de cada alabe para retardar la erosión.

La carcasa se divide en dos partes: la parte inferior, unida a la bancada, y la parte superior, desmontable para el acceso al rotor. Ambas contienen las coronas fijas de toberas o alabes fijos. Las carcasas se realizan de hierro, acero o de aleaciones de este, dependiendo de la temperatura de trabajo; obviamente las partes de la carcasa de la parte de alta presión son de materiales más resistentes que en la parte del escape. La humedad máxima debe ser de un 10 % para las últimas etapas.

Normalmente se encuentra recubierta por una manta aislante que disminuye la radiación de calor al exterior que evita que el vapor se enfríe y pierda energía lo que disminuye el rendimiento de la turbina. Esta manta aislante suele estar recubierta de una tela impermeable que evita su degradación y permite desmontarla con mayor facilidad.

Algunas de las partes que también componen a un turbogenerador son:

- Alabes: los alabes fijos y móviles se colocan en las ranuras alrededor del rotor y carcasa. Los alabes se pueden asegurar solos o en grupos, fijándolos a su posición por medio de un pequeño seguro, en forma de perno, o mediante remaches. Los extremos de los alabes se fijan en un anillo donde remachan, y los más largos a menudo se amarran entre sí con alambres o barras en uno o dos lugares intermedios, para darles rigidez.

- Válvula de regulación: regula el caudal de entrada a la turbina, siendo de los elementos más importantes de la turbina a vapor. Es accionada hidráulicamente con la ayuda de un grupo de presión de aceite (aceite de control) o neumáticamente. Forma parte de dos lazos de control: el lazo que controla la velocidad de la turbina y el lazo que controla la carga o potencia de la turbina.
- Cojinete de apoyo, de bancada o radiales: sobre ellos gira el rotor. Suelen ser de un material blando y recubiertos de una capa lubricante que disminuya la fricción. Son elementos de desgaste que deben ser sustituidos periódicamente, con una frecuencia establecida, si su coste es bajo respecto de su producción, o por observación de su superficie y cambio cuando se encuentren en un estado deficiente.
- Cojinete de empuje o axial: impide el desplazamiento del rotor en la dirección del eje; evita que el empuje axial que sufre el eje por el efecto del vapor repercuta en el reductor, dañándolo seriamente. No se encuentra en contacto con el eje si no que hace tije con un disco que forma parte solidaria con el eje. El cojinete está construido en un material blando y recubierto por una capa de material que disminuya la fricción entre el disco y el cojinete. Además, debe encontrarse convenientemente lubricado. Para comprobar el estado de este cojinete, además de la medida de la temperatura y de las vibraciones del eje, se mide de forma constante el desplazamiento axial. Si se excede el límite permitido, el sistema de control provoca la parada de la turbina o impide que esta complete su puesta en marcha.

- Sistema de lubricación: proporciona el fluido lubricante, generalmente aceite. Para asegurar la circulación del aceite en todo momento el sistema suele estar equipado con tres bombas:
  - Bomba mecánica principal: está acoplada al eje de la turbina, de forma que siempre que esté girando la turbina está girando la bomba, asegurándose así la presión de bombeo mejor que con una bomba eléctrica. No obstante, en los arranques esta bomba no da presión suficiente, por lo que es necesario que el equipo tenga al menos una bomba adicional.
  - Bomba auxiliar: se utiliza exclusivamente en los arranques y sirve para asegurar la correcta presión de aceite hasta que la bomba mecánica pueda realizar este servicio. Se conecta antes del arranque de la turbina y se desconecta a unas revoluciones determinadas durante el arranque, cambiándose automáticamente de la bomba auxiliar a la bomba principal. También se conecta durante las paradas de la turbina.
  - Bomba de emergencia: si se produce un problema de suministro eléctrico en la planta, esta queda sin tensión, durante la parada habría un momento en que la turbina se quedaría sin lubricación, ya que la bomba auxiliar no tendría tensión. Para evitar este problema, las turbinas suelen ir equipadas con bomba de emergencia que funciona con corriente continua proveniente de un sistema de baterías.

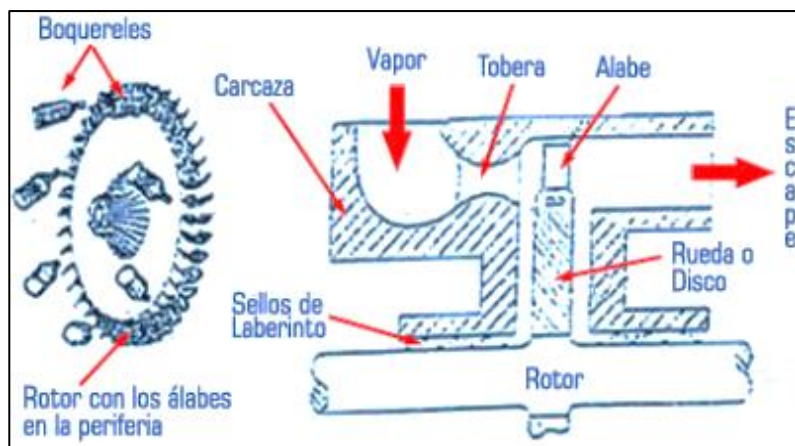


- Sistema de extracción de vahos: el depósito de aceite suele estar a presión inferior a la atmosférica para facilitar la extracción de vapores de aceite y dificultar una posible fuga de aceite al exterior. Para conseguir este vacío, el sistema de lubricación suele ir equipado con un extractor.
- Sistema de refrigeración de aceite: el aceite en su recorrido de lubricación se calienta modificando su viscosidad y, por tanto, sus características lubricantes, llegando a degradarse si el calor es excesivo. Para evitarlo, el sistema de lubricación dispone de unos intercambiadores que enfrían el aceite, estos intercambiadores pueden ser aire-aceite, de forma que el calor del aceite se evacua a la atmósfera, o agua-aceite, de forma que el calor se transfiere al circuito cerrado de refrigeración con agua de la planta.
- Sistema de aceite de control: cuando la válvula de regulación se acciona óleo hidráulicamente el conjunto de turbina va equipado con un grupo de presión para el circuito de aceite de control. Este debe mantener la presión normalmente entre los 50 y los 200 bares de presión hidráulica. El sistema de control gobierna la válvula de salida del grupo, que hace llegar al aceite hasta la válvula de regulación de entrada de vapor con la presión adecuada.
- Sistema de sellado de vapor: las turbinas de vapor están equipadas con sellos de carbón, que se ajustan al eje, y con laberintos de vapor. Con esto se consigue evitar que el vapor salga a la atmósfera y disminuyan la eficiencia térmica de la turbina.
- Virador: el sistema virador consiste en un motor eléctrico o hidráulico (normalmente el segundo) que hace girar lentamente la turbina cuando

no está en funcionamiento. Esto evita que el rotor se curve, debido a su propio peso o por expansión térmica, en parada. La velocidad de este sistema es muy baja (varios minutos para completar un giro completo de turbina), pero se vuelve esencial para asegurar la correcta rectitud del rotor. Si por alguna razón este sistema se detiene (avería del rotor, avería de la turbina, inspección interna con desmontaje) es necesario asegurar que antes de arrancar, estará girando varias horas con el sistema virador.

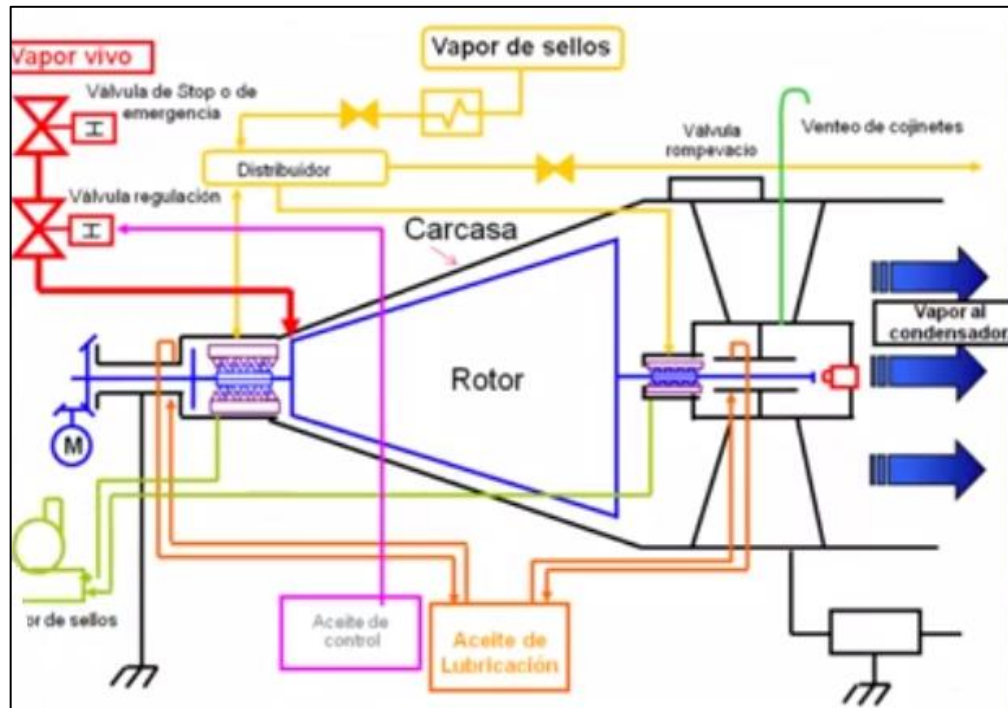
- Compensador: es el elemento de unión entre la salida de la turbina y el resto de la instalación (generalmente las tuberías que conducen al condensador o el propio condensador). Ya que la carcasa de la turbina sufre grandes cambios de temperatura, este elemento de unión es imprescindible para controlar y amortiguar el efecto de dilataciones y contracciones.

Figura 6. Partes de una turbina



Fuente: *Partes de una turbina*. <http://images.rambler.ru/search?query=Principales%20elementos%20de%20una%20turbina%20a%20vapor>. Consulta: 9 de mayo de 2017.

Figura 7. Principales elementos de una turbina a vapor



Fuente: *Elementos de una turbina a vapor*. <http://images.rambler.ru/search?query=Principales%20elementos%20de%20una%20turbina%20a%20vapor>. Consulta: 9 de mayo de 2017.

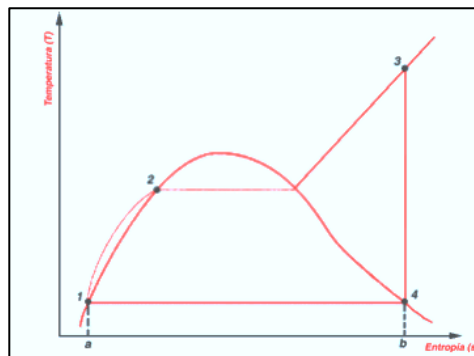
### 1.5.2. Funcionamiento de un turbogenerador

La turbina a vapor es un motor térmico cíclico rotativo, de combustión externa, que movido por vapor produce energía mecánica. El vapor entra a alta presión y temperatura, y se expande en la turbina, transformando una parte de su entalpía en energía mecánica. A la salida de la turbina, el vapor ha perdido presión y temperatura.

Al igual que en el caso de las turbinas a gas, el eje suele estar acoplado a un generador directamente o a través de un reductor, donde se transforma la energía mecánica en eléctrica.

- Ciclo termodinámico de las turbinas a vapor: el principio de funcionamiento de las turbinas de vapor tiene su fundamento en el ciclo termodinámico conocido como ciclo Rankine, al final del cual el fluido de trabajo retorna a su estado y composición inicial. Cuatro procesos se distinguen en un ciclo Rankine ideal:
  - Proceso de bombeo adiabático y reversible.
  - Transferencia de calor al fluido de trabajo en una caldera a presión constante.
  - Expansión adiabática y reversible de fluido en la turbina.
  - Transferencia de calor desde el fluido de trabajo a presión constante en el condensador.

Figura 8. **Ciclo termodinámico de una turbina a vapor**



Fuente: *Ciclo termodinámico de una turbina a vapor.*

<http://images.rambler.ru/search?query=Ciclo%20termodin%C3%A1mico%20de%20una%20turbinas%20a%20vapor>. Consulta: 11 de mayo de 2017.

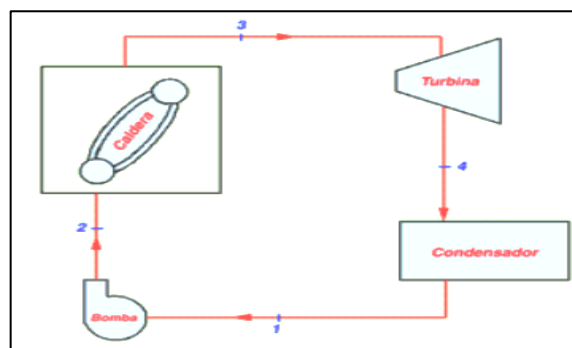
Si los cambios en la energía cinética y potencial (presión y temperatura) del fluido de trabajo no son considerados, el calor transferido y el trabajo pueden representarse por áreas en el diagrama.

El área comprendida por los puntos a-1-2-3-b-a representa el calor transferido al fluido de trabajo, mientras que el área comprendida por los puntos a-1-4-b-a representa el calor transferido desde el sistema. El trabajo neto realizado está representado por el área comprendida por los puntos 1-2-3-4-1 y es la diferencia entre el calor transferido al fluido de trabajo y el calor transferido desde el fluido del trabajo.

La relación entre el calor transferido al fluido de trabajo ( $q_A$ ) por unidad de masa y el trabajo neto realizado ( $W_{net}$ ) por unidad de masa se conoce como eficiencia térmica ( $\eta_{ter}$ ).

$$\eta_{ter} = \frac{W_{net}}{q_A} \quad \text{ó} \quad \eta_{ter} = \frac{q_A - q_l}{q_A}$$

Figura 9. **Esquema del ciclo básico de las turbinas a vapor**



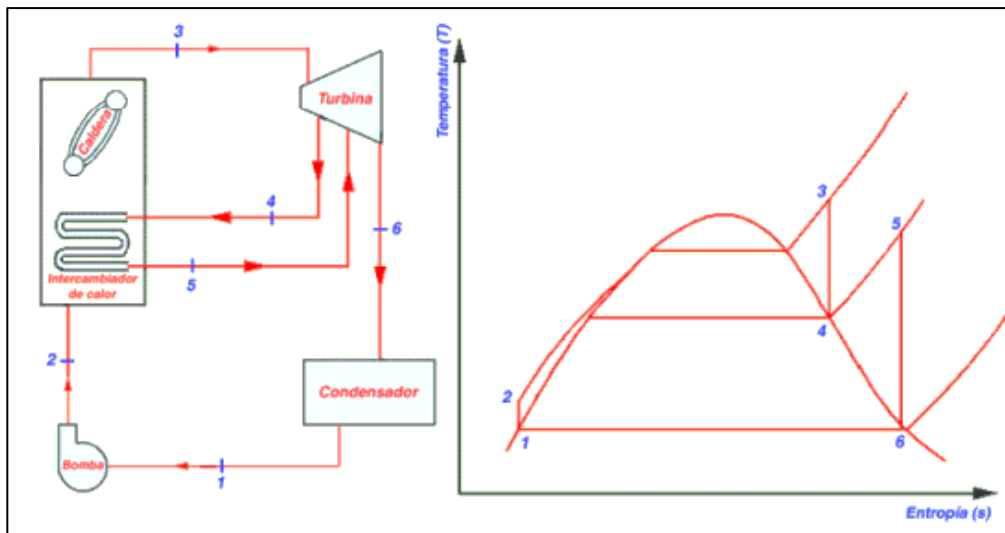
Fuente: *Esquema del ciclo básico de las turbinas a vapor.*

[https://images.search.yahoo.com/yhs/search;\\_ylt=A0LEV71xEWVZKgMApxIPxQt.?p](https://images.search.yahoo.com/yhs/search;_ylt=A0LEV71xEWVZKgMApxIPxQt.?p)

Consulta: 15 de mayo de 2017.

- Ciclo de recalentamiento: Si para aumentar la eficiencia del ciclo Rankine se recurre a la posibilidad de aumentar la presión durante la adición de calor, habrá un aumento en el contenido de humedad del vapor cuando este se expanda en las últimas etapas de una turbina. Para aprovechar el incremento en la eficiencia con presiones mayores y evitar la formación de humedad al final de la expansión, el vapor es extraído en su totalidad en una etapa de presión intermedia y recalentado en la caldera hasta una temperatura media llevándolo posteriormente a una nueva expansión.

Figura 10. **Ciclo termodinámico de las turbinas a vapor con recalentamiento**



Fuente: *Ciclo térmico de una turbina a vapor.*

[http://images.rambler.ru/search?query=Principales% 20elementos%20de%20una%20turbina%20a%20vapor](http://images.rambler.ru/search?query=Principales%20elementos%20de%20una%20turbina%20a%20vapor). Consulta: 15 de mayo de 2017.

En el ciclo Rankine ideal con recalentamiento, el vapor se expande isentrópicamente de 3 a 4 y de 5 a 6 y se recalienta a presión constante de 4 a 5.

El calor suministrado  $q_A$  y removido  $q_l$  del vapor de agua por unidad de masa será respectivamente:

$$\begin{aligned}q_A &= q_{A1} + q_{A2} \\q_A &= (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4) \\q_l &= (h_6 - h_1)\end{aligned}$$

Siendo  $q_{A1}$  y  $q_{A2}$  el calor suministrado en la caldera y en el recalentador, respectivamente.

El trabajo bruto por unidad de masa desarrollado en la expansión del vapor está dado por:

$$W_{bru} = (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)$$

Y el trabajo neto del ciclo por cada unidad de masa de vapor es:

$$W_{net} = (h_3 - h_4) + (h_4 - h_5) - W_b$$

La eficiencia térmica del ciclo Rankine ideal dada por la relación entre el trabajo neto y el calor de adición, puede calcularse como:

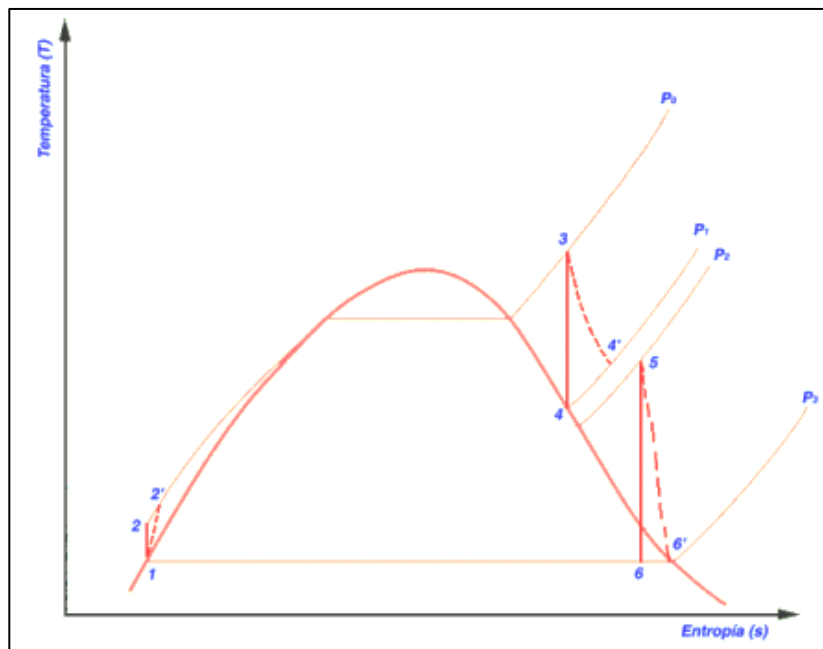
$$\eta_{ter} = \frac{W_{net}}{q_A}$$



$$\eta_{ter} = \frac{(h_3 - h_4) + (h_5 - h_6) - (h_2 - h_1)}{(h_3 - h_2) + (h_5 - h_4)}$$

En un proceso de expansión real con recalentamiento es necesario tener en cuenta que el vapor no se expande isentrópicamente y que ocurren pérdidas de presión en la tubería del recalentador. Estos fenómenos se representan en el diagrama T-s.

Figura 11. **Ciclo termodinámico real de las turbinas a vapor con recalentamiento**



Fuente: *Ciclo termodinámico de una turbina a vapor.*

<http://images.rambler.ru/search?query=Principales%20elementos%20de%20una%20turbina%20a%20vapor>. Consulta: 19 de mayo de 2017.

Debido a que la expansión del vapor es irreversible entre los puntos 3 y 4', el vapor que es extraído de la turbina entra en el recalentador en el estado 4' y

le suministra calor hasta dejarlo en el estado 5. El calor real suministrado en el recalentador  $q_{A\lambda}$  por cada unidad de masa de vapor será:

$$q_{A\lambda} = h_5 - h_{4'}$$

El proceso efectuado por la bomba para aumentar la presión del fluido de trabajo en condiciones reales es irreversible. A la salida de la bomba el fluido tendrá una mayor entropía y el trabajo requerido  $W_b$  será mayor que en condiciones ideales e igual a:

$$W_b = h_{2'} - h_1$$

Por lo tanto, el calor real suministrado al vapor  $q_{A\lambda}$  por cada unidad de masa será:

$$q_{A(\lambda)} = (h_3 - h_{2'}) + (h_5 - h_{4'})$$

En condiciones reales el vapor se expande de  $h_3$  a  $h_{4'}$  y después de recalentado, se expande de  $h_5$  a  $h_{6'}$ . Ambos saltos de entalpia son menores que en condiciones ideales para las mismas presiones y sin duda el trabajo bruto desarrollado por la turbina por unidad de masa de vapor será menor e igual a:

$$W = (h_3 - h_{4'}) + (h_5 - h_{6'})$$

El trabajo neto del ciclo Rankine en condiciones reales por cada unidad de masa será:

$$W_{net(\lambda)} = (h_3 - h_{4'}) + (h_5 - h_{6'}) - (h_{2'} - h_1)$$

La eficiencia térmica real del ciclo Rankine para condiciones reales podrá calcularse como:

$$\eta_{ter(\lambda)} = \frac{W_{net(\lambda)}}{q_{A(\lambda)}}$$

$$\eta_{ter(\lambda)} = \frac{(h_3 - h_{4'}) + (h_5 - h_{6'}) - (h_{2'} - h_1)}{(h_3 - h_{2'}) + (h_5 - h_{4'})}$$

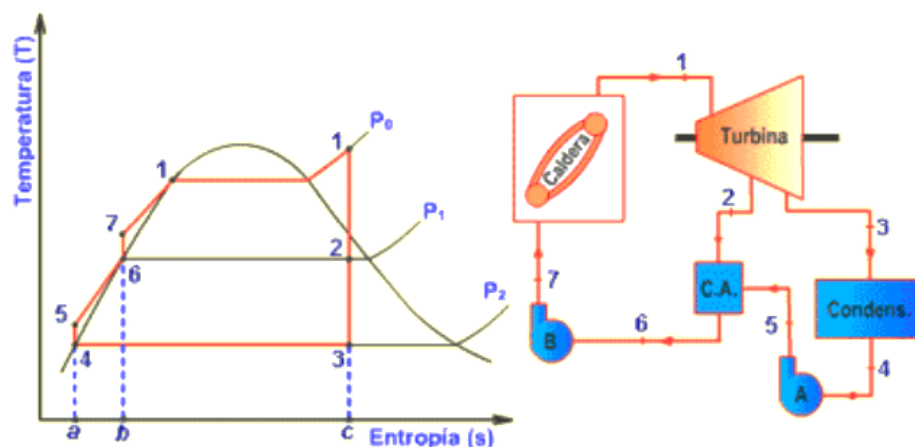
El trabajo realizado por la bomba, sea real o ideal, es mucho menor comparado con el trabajo producido por la turbina y puede ser despreciado.

- Ciclo regenerativo: esta modificación al ciclo básico, consiste en extraer una parte del flujo de trabajo en varias etapas intermedias de la turbina y pasarla por calentadores, en los cuales el vapor cede su calor al agua que sale del condensado para elevar su temperatura. En el ciclo regenerativo normalmente se emplean calentadores de tipo abierto y calentadores de tipo cerrado. En el de tipo abierto, el vapor y el agua se mezclan equilibrando su temperatura, es menos costoso y tiene mejores características de transferencia de calor que el de tipo cerrado. La principal desventaja del calentador abierto es la necesidad de utilizar una bomba para elevar la presión del líquido saturado que entra en el calentador. Los calentadores abiertos se conocen como tanques desaireadores porque en ellos se expulsan los gases presentes. En los calentadores cerrados el vapor extraído no se mezcla con el líquido que viene del condensador y, por lo tanto, no requieren entrar al calentador con la misma presión. El líquido fluye por una tubería a través de la cual recibe el calor cedido por el vapor extraído de la turbina. El vapor que se condensa en las paredes externas de los tubos puede bombearse a la

línea de agua líquida, llevarse a un calentador abierto de menor presión o directamente al condensador.

En la actualidad, las turbinas de altas presiones de entrada se construyen con 5 a 7 extracciones parciales en etapas intermedias y con 8 a 9 en aquellas con parámetros supercríticos. Las turbinas que trabajan en un rango de presiones medianas suelen construirse con 2 a 4 extracciones parciales.

Figura 12. **Ciclo termodinámico regenerativo**



Fuente: *Ciclo termodinámico regenerativo*.

<http://images.rambler.ru/search?query=Ciclo%20termodin%C3%A1mico%20regenerativo>.

Consulta: 20 de mayo de 2017.

Para determinar la eficiencia térmica de este ciclo, es necesario calcular el trabajo neto desarrollado  $W_{net}$  y el calor adicionado  $q_A$  por unidad de masa de vapor.

El trabajo neto desarrollado por unidad de masa será:

$$W_{net} = W_t - W_b$$

Siendo  $W_t$  el trabajo de la turbina y  $W_b$  el trabajo de las bombas por unidad de masa.

El trabajo producido por la turbina por unidad de masa puede calcularse así:

$$W_t = (h_1 - h_2) + (1 - m_1)(h_2 - h_3) + (1 - m_1 - m_2)(h_3 - h_4) \\ + (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_4 - h_5)$$

Y el trabajo de las bombas como:

$$W_b = W_{bA} + W_{bB} \\ W_b = (1 - m_1 - m_2)(h_8 - h_6) + (h_{11} - h_{10})$$

El trabajo neto también puede calcularse como la diferencia entre el calor suministrado al sistema  $q_A$  y el calor removido del sistema  $q_L$  por unidad de masa. El calor suministrado al sistema será:

$$q_A = (h_1 - h_{12})$$

El calor removido del sistema será:

$$q_L = (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_5 - h_{14}) + (1 - m_1 - m_2)(h_{14} - h_6)$$

Por lo tanto:

$$W_{net} = (h_1 - h_{12}) - (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_5 - h_{14}) + (1 - m_1 - m_2)(h_{14} - h_6)$$

La eficiencia térmica del ciclo está dada por:

$$\eta_{ter} = \frac{W_{net}}{q_A}$$

$$\eta_{ter} = \frac{(h_1 - h_{12}) - (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_5 - h_{14}) + (1 - m_1 - m_2)(h_{14} - h_6)}{(h_1 - h_{12})}$$

La cantidad de vapor que debe tomarse en cada extracción parcial puede determinarse a partir de la cantidad de energía térmica que requiere ser transferida en los calentadores al líquido que sale del condensador.

De acuerdo al principio de conservación de energía, el calor cedido por el vapor es igual al calor absorbido por el líquido por cada unidad de masa en el primer calentador cerrado, es decir:

$$m_1(h_2 - h_{15}) = (h_{12} - h_{11})$$

Aplicando el mismo principio para el segundo calentador cerrado y para el calentador abierto:

$$m_3(h_4 - h_{13}) = (1 - m_1 - m_2)(h_9 - h_8)$$

$$m_2(h_3 - h_{10}) + m_1(h_{16} - h_{10}) = (1 - m_1 - m_2)(h_{10} - h_9)$$

Si se desprecia el hecho de que el líquido entra algo subenfriado a los recalentadores y que es una buena aproximación decir que:

$$(h_{13} \cong h_9); (h_{12} \cong h_{15}); (h_{11} \cong h_{10}); (h_8 \cong h_6);$$

La cantidad de vapor tomada en cada extracción parcial por cada unidad de masa de vapor puede calcularse con un sistema de ecuaciones:

$$m_1(h_2 - h_{15}) = (h_{15} - h_{10})$$

$$m_2(h_3 - h_{10}) + m_1(h_{16} - h_{10}) = (1 - m_1 - m_2)(h_{10} - h_{13})$$

$$m_3(h_4 - h_{13}) = (1 - m_1 - m_2)(h_{13} - h_6)$$

### 1.6. Variables de proceso en un turbogenerador

Ciertos parámetros son los elegidos para ser monitoreados y analizados para determinar el correcto funcionamiento del turbogenerador, si bien se requiere el correcto funcionamiento del mismo, también, son monitoreados para la seguridad de los operarios, ambiente laboral y del propio sistema. Las variables monitoreadas en un sistema de cogeneración se pueden englobar en el siguiente listado:

- Temperatura en partes mecánicas y fluidos (refrigeración y lubricación)
- Flujo másico de vapor, presión en sistemas de refrigeración y lubricación
- Velocidad de rotación del rotor
- Vibraciones en partes mecánicas

Estas variables son las directrices que marcan los parámetros esperados para un correcto funcionamiento del equipo, ya sea para dictar si continúa operando al encontrarse en régimen de operación adecuada o sacar de línea al turbogenerador cuando este se encuentre en régimen de fallo.

- Temperatura en partes mecánicas y fluidos (refrigeración y lubricación)

Se contempla a la temperatura como la culpable de provocar fallas mecánicas y reducir las propiedades lubricantes en aceites o lubricantes a fin. La primera consecuencia puede observarse como el desgaste o fatiga en los materiales de elaboración en el turbogenerador, provocando así cambios en sus coeficientes de resistividad y elasticidad, generando un desgaste en la pieza afectada (cojinetes, chumaceras, carcasa, entre otros). Según las condiciones de temperatura, alta o baja, así serán dictadas las fallas en el sistema, como fragilidad, deformaciones, fragmentaciones e incluso una ruptura parcial o completa de piezas involucradas.

Para el caso de los fluidos involucrados en el sistema del turbogenerador, se presentan para fluidos de refrigeración y fluidos de lubricación; siendo las fallas térmicas en los fluidos de refrigeración la mala disipación de calor en partes cruciales o propensas a fallas térmicas o evaporación del propio refrigerante, las fallas térmicas en los fluidos lubricantes conllevan a una degradación térmica del propio lubricando, provocando así problemas de lodo, depósitos de barniz, cambios de viscosidad y descomposición de aditivos, generando altas temperaturas en piezas de fricción e incluso el desgaste de dichas piezas.

- Flujo másico de vapor, presión en sistemas de refrigeración y lubricación

La presión y flujo másico son parámetros monitoreados, debido a que su pequeña o gran magnitud dentro del sistema genera una serie de fallas en el equipo mecánico; en el caso del flujo másico, este genera un movimiento rotatorio al impactar contra los alabes, esto provoca que la energía cinética que lleva el flujo másico se transforme en energía rotacional; un bajo flujo másico en



el turbogenerador puede ser sentido por los equipos alimentados con el generador, esto debido a que el sistema demanda cierta potencia constante, y estas bajas revoluciones provocan bajos voltajes y corrientes; si se tienen altas revoluciones, el problema es resentido en los embobinados del generador, esto debido a la sobreexcitación de los embobinados, ya que el sistema está dimensionado para girar a ciertas revoluciones por minuto nominales.

En el caso de los sistemas de lubricación y refrigeración, la presión que provoca el movimiento de los lubricantes o refrigerantes está determinada por bombas auxiliares, si esta presión nominal no es alcanzada, esto no garantiza que exista un flujo continuo de dichos fluidos, lo cual provocaría el desgaste prematuro de lubricantes o la no refrigeración de partes mecánicas, provocando desgastes o fatigas térmicas respectivamente.

- Velocidad de rotación del rotor

Para la velocidad rotacional experimentada por el rotor o sus revoluciones por minuto, el parámetro es monitoreado para evitar las fallas de altas o bajas revoluciones nombradas en el anterior tema, con la falla extra provocada por las altas revoluciones y las fuerzas centrípetas experimentadas por los embobinados del rotor o las partes mecánicas de la carcasa. En bajas revoluciones se estima que el rotor no esté libre para girar y se interpreta que tiene curvaturas, generando así una mayor inercia para rotar.

- Vibraciones en partes mecánicas

Las vibraciones en las partes móviles pueden ser originadas en la mala instalación o alineación de partes giratorias y pivotes; este parámetro es vigilado debido a que puede ocasionar una falla en serie, esto se transmite

como una vibración puede generar fricción entre partes móviles, esta fricción puede provocar fatigas térmicas que, a su vez, dichas fatigas térmicas pueden provocar deformaciones permanentes en partes móviles y esto genera mayores vibraciones. Estas vibraciones se detectan con dos sensores de proximidad instalados perpendicularmente en la carcasa del turbogenerador, guardando 90 grados entre los dos sensores en referencia con el rotor, esto determina trayectorias axiales del rotor, si es completamente circular no existe falla por vibración, si la trayectoria es elíptica, existe una mala alineación de las partes móviles con lo cual se generan las vibraciones descritas.



## **2. COMPONENTES ELECTRÓNICOS PROPUESTOS PARA EL SISTEMA DE PRETECCIÓN Y MONITOREO A DISEÑAR**

### **2.1. Sensores**

Según su funcionamiento los sensores se pueden clasificar en diversos tipos. Según su aporte de energía se pueden dividir en moduladores (activos) y generadores (pasivos); los primeros se caracterizan por utilizar una fuente de energía auxiliar para alimentar la señal de salida y los pasivos en los cuales la energía de la señal de salida es suministrada por la entrada.

Otra clasificación se hace según el tipo de señal a ser censada: analógica o digital. En los sensores analógicos la salida varía de manera continua, encontrándose la información en amplitud y algunas veces en la frecuencia; en cambio, los sensores digitales proporcionan una salida discreta.

Según la manera de funcionamiento se pueden clasificar en sensores de deflexión o de comparación. En los primeros como su nombre lo indica, trabajan con la deflexión de un material. Es decir, la deformación de un material se emplea para medir una magnitud física, este tipo de funcionamiento se puede apreciar en las balanzas donde el operario coloca un cuerpo de igual masa al que se mide con el objetivo de encontrar un balance entre ambos pesos que permita mantener el equilibrio. Las medidas obtenidas por los sensores de comparación suelen ser más exactas, pero en cambio tienen menor respuesta dinámica, es decir, una respuesta más lenta que los sensores que usan deflexión.

También, pueden ser clasificados según el orden: primero, segundo o de orden superior. Esta clasificación se hace según el número de elementos almacenadores de energía independientes que contenga el sensor.

Tabla I. **Clasificación de sensores**

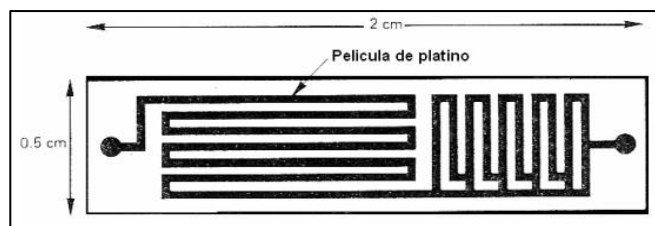
CRITERIO	CLASE	EJEMPLO
Aporte de energía	Moduladores Demoduladores	Termistor Termopar
Señal de salida	Analógicos Digitales	Potenciómetros Detector de posición
Módulo de operación	Deflexión Comparación	Acelerómetro de deflexión Servo acelerómetro

Fuente: elaboración propia.

- **Sensores de temperatura**

Un tipo de sensores empleados son los basados en resistencia térmica, que no son más que metales puestos dentro de distintos encapsulados no conductores como vidrio. Por lo general, los metales escogidos son cobre, platino y níquel, entre otros. La resistencia normal varía entre unos cuantos ohms y kilohms, 100 ohms es uno de los valores más comunes.

Figura 13. **Sensor de temperatura, película de aluminio**



Fuente: CHAVES CAMPOS, Pablo Antonio. *Sensores analógicos utilizados en la automatización industrial*. p. 82.

Estos dispositivos son usados para temperaturas desde  $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$  hasta  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$  para el caso de los basados en níquel y cobre, en el caso de los sensores de platino, pueden llegar hasta los  $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ . La mejor ventaja de estos sensores es su estabilidad y se pueden representar en forma lineal. Un defecto es que la sensibilidad es muy corta, pues solo varía alrededor de  $0,4$  ohms por cada grado centígrado de cambio en la temperatura para los hechos con platino y  $0,7$  ohms por cada grado centígrado para los basados en níquel.

Otro tipo muy empleado de sensores son los termistores, los cuales consisten en un pequeño semiconductor con forma de placas o discos. Están hechos por lo general, de mezclas de distintos óxidos metálicos de cobalto, níquel y manganeso; por lo general son encapsulados en vidrio. La relación entre la temperatura y la resistencia no es lineal.

En este caso la variación de la temperatura es mayor que la resistencia térmica, para el caso del termistor, la resistencia cambia de  $1$  kilohm por grado centígrado. La mayoría de los termistores son tipo NTC, que en inglés significa coeficiente negativo de temperatura, pero también es posible producir del tipo PTC (coeficiente positivo de temperatura).

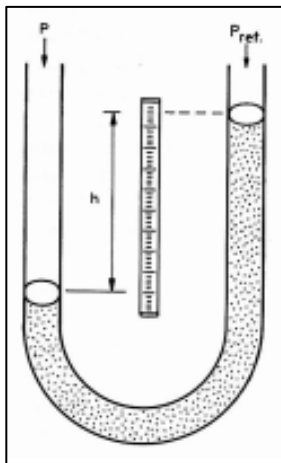
Los termistores son más pequeños en masa y mejor respuesta en tiempo. Aunque no son lineales, esta desventaja puede ser compensada por medio de *software*, pues la mayoría de los termistores pueden conectarse a un microprocesador, el cual puede procesar de manera efectiva la información obtenida de los termistores. Una de sus desventajas es el hecho de que sus ámbitos de funcionamiento no son muy amplios, pues por lo general van de  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Estos dispositivos son empleados en control de temperatura, donde su no linealidad no es muy relevante y su rápida respuesta es de gran utilidad.

- Sensores de presión

La presión está dada como la fuerza por unidad de superficie ejercida sobre un cuerpo. Esta medida es común en procesos que involucran gases y líquidos. Para medirla se compara una fuerza con otra, por lo general se toma como referencia la presión atmosférica. Se pueden utilizar varios métodos para medir la presión, existen métodos por desplazamiento o métodos por deformación.

Los manómetros de columna de líquido están compuestos por un tubo en forma de U, el cual, por la diferencia de presión entre sus lados, desplaza el líquido contenido hacia su parte con menor presión, la cantidad de líquido desplazada es proporcional al número de veces que es mayor una presión con respecto a la otra.

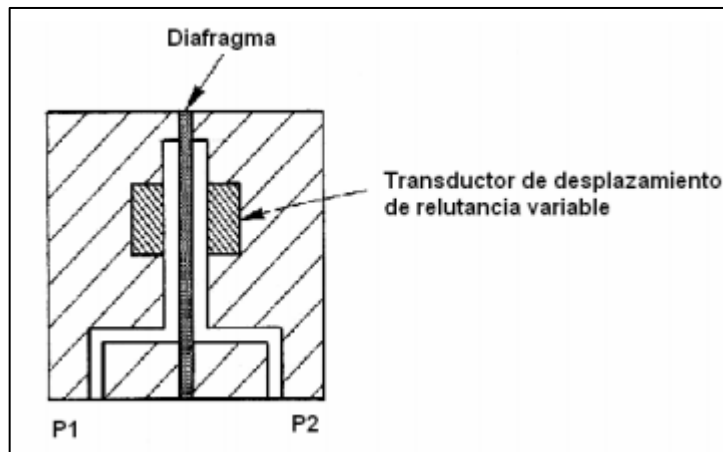
Figura 14. **Manómetro por líquidos en forma de U**



Fuente: CHAVES CAMPOS, Pablo Antonio. *Sensores analógicos utilizados en la automatización industrial*. p. 82.

Otra forma de medir la presión y la más común para medirla es utilizando un diafragma. Consiste en una membrana cuya deflexión entre su parte central es dependiente de la presión ejercida sobre la misma. La sensibilidad del diafragma aumenta al incrementar su área y disminuye al incrementar su espesor.

Figura 15. **Sensor de presión de diafragma metálico**



Fuente: CHAVES CAMPOS, Pablo Antonio. *Sensores analógicos utilizados en la automatización industrial*. p.82.

- **Sensores de velocidad**

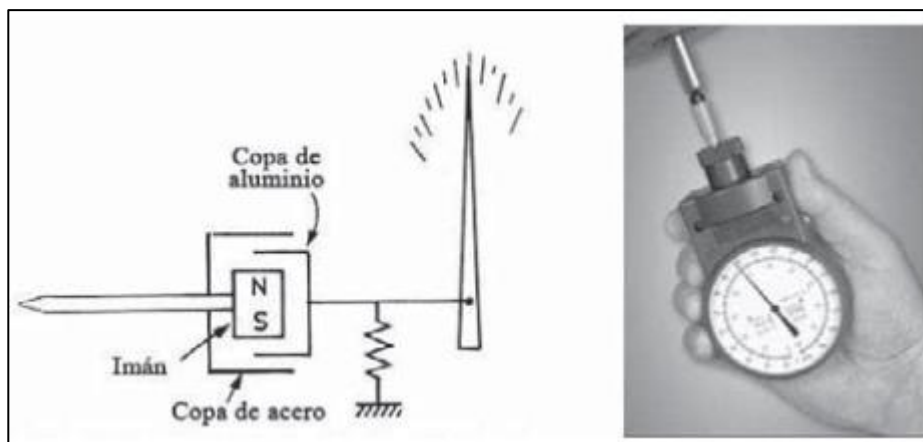
En la industria, la medición de la velocidad se efectúa de dos formas: con tacómetros mecánicos y con tacómetros eléctricos. Los primeros detectan el número de vueltas del eje de la máquina por medios exclusivamente mecánicos, pudiendo incorporar o no la medición conjunta del tiempo para determinar el número de revoluciones por minuto (r.p.m), mientras que los segundos captan la velocidad por sistemas eléctricos.



Para usos industriales, se suelen utilizar los tacómetros eléctricos porque permiten la transformación directa de la señal para alimentar los instrumentos registradores o controladores de panel.

En el tacómetro de corrientes parásitas o de Foucault (ver figura 16) el eje de la máquina hace girar un imán dentro de una copa de aluminio, induciendo corrientes parásitas en el aluminio que crean un par resistente proporcional a la velocidad. Un resorte frena el cabezal del aluminio quedando este en una posición que se señala en un dial. El par resistente del cilindro de aluminio se aplica a un sistema neumático, electrónico o digital. El campo de medida es de 0 hasta 15 000 r.p.m.

Figura 16. **Tacómetro de corrientes parásitas**



Fuente: CREUS, Antonio. *Instrumentación industrial*. p. 190.

- Sensores de proximidad

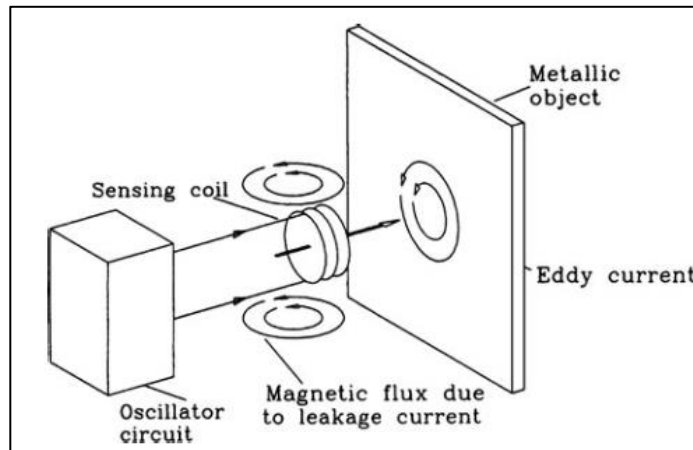
Para las aplicaciones y procesos en la industria, se maneja de distintas formas la materia prima manipulada, tanto en el propio material de manipulado

como el material de las máquinas involucradas en el proceso, así como las posiciones y formas que involucre el propio proceso. Es por ello que la selección de un sensor de proximidad estará determinada en la aplicación específica en el cual se utilizará.

El sensor de proximidad es un dispositivo que detecta objetos cerca sin la necesidad de un contacto físico hasta el rango nominal o la proximidad del sensor. En el campo se puede decir que el sensor que convierte en información con el movimiento o la presencia de los objetos en una señal eléctrica puede ser llamado sensor de proximidad.

El sensor inductivo es utilizado en gran parte de las aplicaciones que conllevan metal de por medio, ya sea en partes móviles de la maquinaria utilizada como el mismo producto fabricado. Un sensor inductivo de proximidad consiste en un oscilador, un núcleo de ferrita con una bobina de por medio, un circuito de detección, un circuito para la señal de salida, encapsulamiento y un cable o conector. El oscilador genera una señal sinusoidal con una frecuencia fija. Esta señal es usada para excitar la bobina. La bobina en conjunción con el núcleo de ferrita incide un campo electromagnético. Cuando las líneas de campo son interrumpidas por un objeto metálico, la tensión de oscilación es reducida, proporcional al tamaño y a la distancia del objeto desde la bobina. La reducción en la tensión de oscilación es causada por las corrientes Eddy o corrientes parásitas inducidas en el metal que interrumpe las líneas de campo electromagnético. Esta reducción de tensión del oscilador es detectada por el circuito de detección.

Figura 17. **Sensor inductivo de proximidad**



Fuente: SOLOMAN, Sabrie. *Sensors handbook*. p. 502.

## 2.2. Interfaz humano-máquina (HMI)

HMI significa *human machine interface*, es decir, es el dispositivo o sistema que permite el interfaz entre la persona y la máquina. Tradicionalmente estos sistemas consistían en paneles compuestos por indicadores y comandos, como luces pilotos, indicadores digitales y análogos, registradores, pulsadores, selectores y otros que se interconectaban con la máquina o proceso. En la actualidad, dado que las máquinas y procesos en general están implementadas con controladores y otros dispositivos electrónicos que dejan disponibles puertas de comunicación, es posible contar con sistemas de HMI bastantes más poderosos y eficaces, además de permitir una conexión más sencilla y económica con el proceso o máquinas.

En síntesis, los dos tipos de HMI que pueden englobarse, además del método tradicional, son:

- Terminal de operador: consiste en un dispositivo, generalmente construido para ser instalado en ambientes agresivos, donde pueden ser solamente de despliegues numéricos, alfanuméricos o gráficos. Pueden ser además con pantalla sensible al tacto (*touch screen*).
- PC + *software*: esto constituye otra alternativa basada en un OC en donde se carga un *software* apropiado para la aplicación. Como PC se puede utilizar cualquiera según lo exija el proyecto, donde existen los llamados industriales (para ambientes agresivos), los de panel PC que se instalan en gabinetes dando una apariencia de terminal de operador.

En el caso de los HMI PC + *software*, el *software* instalado permite, entre otras cosas, funciones gráficas de modo de poder ver el proceso e interactuar con él, así como registro en tiempo real e histórico de datos, manejo de alarmas, entre otras funciones. Si bien es cierto, solo con la primera función enunciada es la propiamente HMI, casi todos los proveedores incluyen las siguientes dos, ya sea en el mismo paquete o bien como opciones. También, es normal que dispongan de muchas más herramientas.

Al igual que en los terminales de operador, se requiere de una herramienta de diseño o desarrollo, la cual se usa para configurar la aplicación deseada, y luego debe quedar corriendo en el PC un *software* de ejecución (*Run Time*).

Por otro lado, este *software* puede comunicarse directamente con los dispositivos externos (proceso) o bien hacerlo a través de un *software* especializado en la comunicación, cual es la tendencia actual.

Figura 18. **Pantalla táctil HMI Magelis, de Schneider Electric**



Fuente: *Pantalla táctil HMI*. <http://images.rambler.ru/search?query=Pantalla%20t%C3%A1ctil%20HMI%20Magelis%2C%20de%20Schneider%20Electric>. Consulta 20 de mayo de 2017.

La comunicación con los dispositivos de las máquinas o proceso se realiza mediante comunicación de datos empleando las puertas disponibles para ello, tanto en los dispositivos como en los PC.

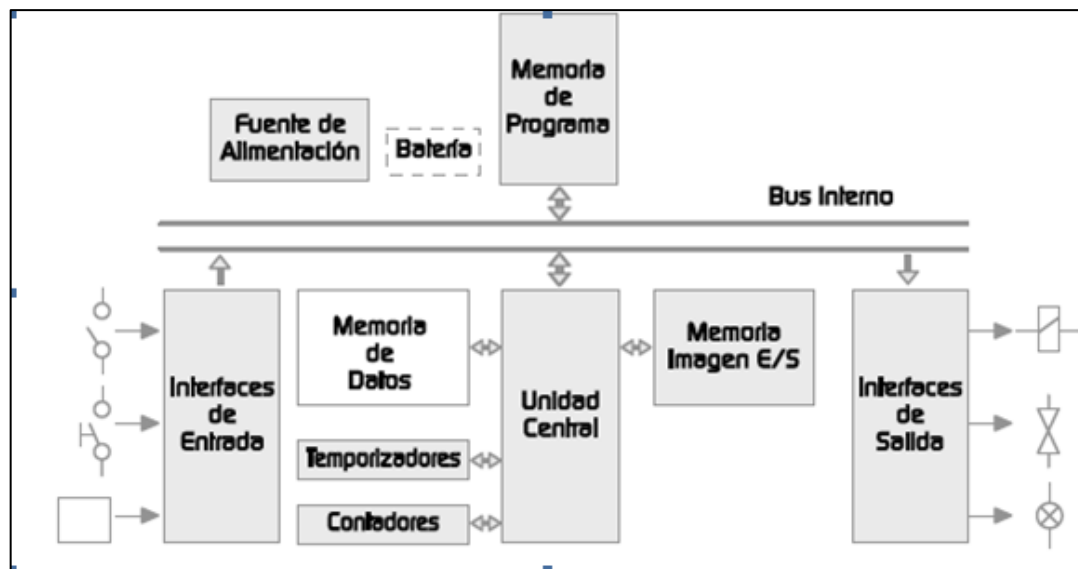
Actualmente para la comunicación se usa un *software* denominado servidor de comunicaciones, el que se encarga de establecer el enlace entre los dispositivos y el *software* de aplicación (HMI u otros), los cuales son sus clientes. La técnica estandarizada en estos momentos para esto se llama OPC (*ole for process control*), por lo que se cuenta entonces con servidores y clientes OPC; sin embargo, aún quedan algunas instalaciones donde se usaba DDE para este propósito, como también muchos *software* de aplicación solo son clientes DDE por lo que lo usual es que los servidores sean OPC y DDE.

### 2.3. Autómata programable PLC y sus módulos

Un controlador lógico programable (PLC) es un microprocesador de aplicación específica para el control de procesos industriales. Se puede decir que es la implementación o síntesis programada de un sistema lógico.

Así mismo, es considerado una unidad de control que incluye total o parcialmente las interfaces con las señales de proceso. Un PLC incluye un módulo de unidad de control, un módulo de comunicación y uno o más módulos de entradas y salidas de señales de las cuales depende el funcionamiento de la lógica programada en él.

Figura 19. Módulos e interconexiones entre módulos en el PLC



Fuente: Módulos e interconexiones entre módulos en el PLC.

<http://images.rambler.ru/search?query=M%C3%B3dulos%20e%20interconexiones%20entre%20>

Consulta: 20 de mayo de 2017.

### **2.3.1. Módulo de CPU**

Este módulo de unidad de control está estructurado con base en un microprocesador; es el encargado de ejecutar el programa del usuario y de producir las transferencias de datos desde las entradas y hacia las salidas. También, es el encargado de gestionar la comunicación con otros periféricos. Toma las instrucciones una a una de la memoria, las decodifica y las ejecuta. En general, el funcionamiento es tipo interpretado y la decodificación puede ser programada o cableada; la primera opción, más económica, es frecuente en PLC de menor complejidad mientras que la segunda, con diseños propios del fabricante, se utilizan tecnologías con requerimientos específicos del cliente para autómatas de mayor complejidad y logrando mejores tiempos de respuesta.

### **2.3.2. Módulo de comunicación**

Este módulo tiene como función principal crear interfaces o canales de comunicación con el exterior: computadoras, periféricos, otros PLC, entre algunos equipos.

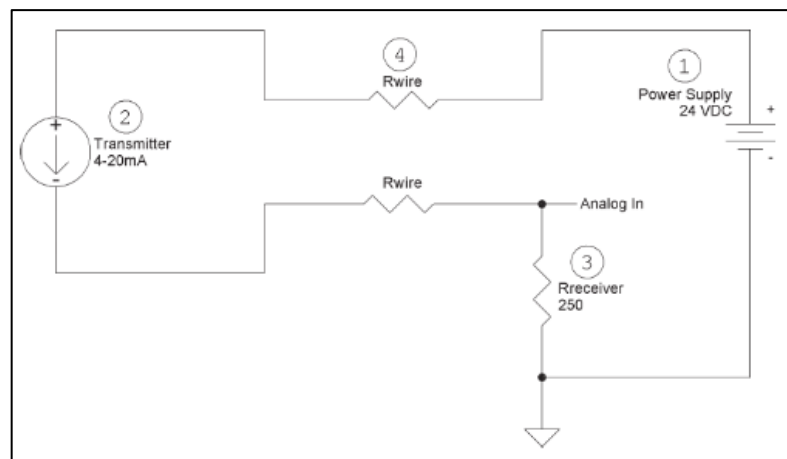
De esta forma, estos periféricos con módulos de comunicación o islas automatizadas suelen crearse al dividir las tareas del proceso entre grupos de procesadores jerárquicamente anidados. Esto da lugar a una estructura de redes industriales, las cuales es posible agrupar en tres categorías:

- Buses de campo (HART, PROFIBUS, Fieldbus Foundation)
- Redes LAN (MODBUS, DEVICENET)
- Redes LAN-WAN (MODBUS, DEVICENET)

### 2.3.3. Módulo de entrada y salida de señales 4 a 20 mA

Un lazo de corriente 4 a 20 mA es un sensor muy robusto de señal estándar. Los lazos de corriente son ideales para la transmisión de datos. Todas las señales de corriente fluyen a través de los componentes de un sistema de control; la misma corriente fluye incluso si las terminaciones o bornes del alambre no son perfectas. Todos los componentes sufren una caída de tensión debido a que las señales de corriente fluyen a través de ellos mismos. La señal de corriente no es afectada hasta que la fuente de tensión es mayor que la suma de las caídas de tensión alrededor del lazo en un máximo de señal de corriente de 20 mA.

Figura 20. Esquema de un lazo de corriente básico



Fuente: *Esquema de un lazo de corriente básico.*

<http://images.rambler.ru/search?quer=M%C3%B3dulos%20e%20esquemadecorriente%20entre%20>

Consulta: 20 de mayo de 2017.



Los componentes de un lazo de corriente son:

- Fuente de tensión: las fuentes de tensión para los transmisores de dos hilos son siempre de corriente directa desde que el cambio de flujo de corriente represente el parámetro medido, la corriente alterna no es usada. Si la corriente alterna fuera usada, la corriente sería cambiante todo el tiempo y la señal representada en el parámetro de medición no podría ser distinguida por la causa de la alternancia de la corriente alterna.
- Transmisor: este es el corazón de la señal 4-20 mA. Este cambia una propiedad física como la temperatura, humedad o presión en una señal eléctrica. La señal es una corriente proporcional a la propiedad física medida. 4 mA representa el valor más bajo en el rango de medición y 20 mA representa el valor más alto.
- Resistencia receptora: es mucho más fácil medir voltaje que corriente. El lazo de corriente atraviesa una resistencia que convierte la corriente en voltaje. Con esto se logra obtener una medición más fácil para los módulos de entrada de señales del dispositivo central.
- Hilo: enviar corriente a través de un alambre produce caídas de tensión proporcional a la longitud del alambre. Todos los alambres tienen resistencia, usualmente expresada en Ohms por 1 000 pies. La caída de voltaje puede ser calculada utilizando la ley de Ohm como  $E=I \cdot R$  donde la corriente  $I$  estaría dada por la corriente a través del lazo de corriente y la resistencia  $R$  estaría dada por la resistividad del material con el que fue construido el alambre.

- Entrada digital: estas entradas electrónicas se usan como enlace o interfaces entre los dispositivos externos, denominados también sensores, y la CPU del PLC. Estos sensores son los encargados de leer los datos del sistema, que para este caso solo son del tipo discreto, además, tienen la característica de comunicar los dos estados lógicos: activado o desactivado, o los que es lo mismo, permitir el paso o no de la señal digital (1 o 0). Los sensores pueden ser de tipo manual (pulsadores, conmutadores, selectores, entre otros.) o del tipo automático (finales de carrera, detectores de proximidad inductivos o capacitivos, interruptores de nivel, entre otros).
- Salida digital: estas salidas pueden ser de tipo transistor, lo que significa una constitución enteramente en estado sólido con características para trabajar en corriente continua (DC) de larga vida útil y con bajo nivel de corriente; tipo TRIAC, lo que significa que funcionan mediante la conmutación de un TRIAC, son igualmente en estado sólido y se usan para manejar señales de corriente alterna; tipo relé, que a diferencia de los anteriores, están compuestos por dispositivos electrónicos y un microrelé electromagnético de conmutación, ya se para trabajar con corriente alterna o directa, diferentes niveles de tensión y con la ventaja de manejar valores elevados de tensión pero con el inconveniente de una corta vida útil debido al desgaste de la parte móvil de los contactos.
- Entrada analógica: los módulos de entrada analógica son tarjetas electrónicas que tienen como función, digitalizar las señales analógicas para que puedan ser procesadas por la CPU. Estas señales analógicas que varían continuamente, pueden ser magnitudes de temperaturas, presiones, tensiones, corrientes, entre otros. A estos módulos, según su diseño, se le puede conectar un número determinado de sensores

analógicos. A estos terminales de conexión se les conoce como canales. Existen tarjetas de 4, 8, 16 y 32 canales de entrada analógica. Estos módulos se distinguen por el tipo de señal que reciben, pudiendo ser de tensión (0-10 V, 0-5 V, 0-2 V,  $\pm 10$  V) o de corriente (0-20 mA, 4-20 mA,  $\pm 10$  mA) los que se encuentran dentro de ciertos rangos estandarizados.

- Salida analógica: estos módulos son usados cuando se desea transmitir hacia los actuadores análogos señales de tensión o de corriente que varían continuamente. Su principio de funcionamiento puede considerarse como un proceso inverso al de los módulos de entrada analógica. Las señales analógicas de salida son de dos tipos, señales de corriente (0-20 mA, 4-20 mA,  $\pm 20$  mA) y señales de tensión (0-10 V,  $\pm 10$  V).

### **3. PROPUESTA DEL EQUIPO IMPLEMENTADO EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO**

Al momento de proponer el equipo necesario para elaborar el sistema de protección y monitoreo e implementarlo en una turbina a vapor, debe tomarse en cuenta que las variables de proceso en la cogeneración energética están regidas bajo normativas y estándares internacionales que determinan la parte esencial de dicho proceso, en este caso, la calidad del vapor o rangos de operación del equipo utilizado (tuberías, turbina, válvulas de paso o regulación, sensores, entre otros.).

#### **3.1. Dimensionamiento de equipos de detección (sensores)**

Normas como la UNE-EN 12953-10 (requisitos para la calidad del agua de alimentación y del agua de la caldera) y UNE 9075:1992 (características del agua en calderas de vapor), entre muchas otras, especifican rangos de trabajo para las variables del proceso, encontrando dichos rangos como:

- Presión de vapor de entrada entre los 4 bar(a). a 35 bar(a).
- Presión de vapor de salida entre los 1,1 bar(a). a 15 bar(a).
- Temperatura de vapor de entrada entre los 130 °C a 350 °C
- Temperatura de vapor de salida como mínimo 105 °C
- Caudal de vapor entre las 3 ton/h a 20 ton/h

Estos rangos dependen del sistema diseñado, la caldera implementada y la turbina utilizada para elaborar la cogeneración en el sistema. Dependen

también del área, región o país en la cual se encuentra la planta de cogeneración.

Conociendo estos factores, es posible determinar el alcance de los instrumentos de medición o sensores implementados para el proceso y de esta forma, dimensionarlos.

### **3.1.1. Sensores de presión**

Para una turbina de 5 MW ejemplificada y un sistema de generación de vapor para dicha turbina, los rangos de las variables de proceso demandados para las presiones manejadas por el sistema de vapor y turbina están determinadas por el mismo sistema; este sistema demanda un vapor generado con agua libre de impurezas, oxígeno, aceites y sales (agua desmineralizada).

El vapor generado con el agua calentada en caldera es un tipo de vapor sobrecalentado, este vapor es generado del sobrecalentamiento del vapor saturado (vapor húmedo), el cual, al someterse a una mayor temperatura reduce su densidad y no permite el arrastre de partículas de agua, a diferencia del vapor saturado que sí conlleva partículas de agua y que pueden generar colisiones en las tuberías e instrumentos debido a la alta velocidad con la que se transporta el vapor en el sistema; al sobrecalentar el vapor saturado y convertirlo en vapor sobrecalentado, se evita el efecto de evaporación *flash*, que consiste en tener el vapor en una temperatura crítica o de umbral que permite la transformación de estado gaseoso a estado líquido (*flasheo*) y viceversa, con esto se evita el arrastre de partículas de agua.

Las presiones de vapor sobrecalentado varían según la turbina utilizada, en este caso, ejemplificando una turbina de 5 MW estas presiones son:

Tabla II. **Presión de admisión detectada en PV1 (ver plano P&ID)**

Presión [psig]	Estado de operación	Acción
>650	Presión de operación muy alta	<b>Turbina fuera de línea</b>
>620	Presión de operación alta	<b>Advertencia</b>
500 - 620	Presión de operación ideal	<b>Óptimo</b>
<500	Presión de operación baja	<b>Advertencia</b>
<450	Presión de operación muy baja	<b>Turbina fuera de línea</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla III. **Presión de escape detectada en PV2 (ver plano P&ID)**

Presión [psig]	Estado de operación	Acción
>35	Presión de operación muy alta	<b>Turbina fuera de línea</b>
>25	Presión de operación alta	<b>Advertencia</b>
<25	Presión de operación ideal	<b>Óptimo</b>

Fuente: elaboración propia.

Al obtener las presiones de vapor sobrecalentado en el sistema, es posible conocer también las temperaturas a las cuales se enfrentan los instrumentos y tubería del sistema; estas temperaturas pueden ser obtenidas mediante tablas de presiones y temperaturas de vapor, de esta forma, las temperaturas manejadas por los sensores de presión de admisión y escape son:

Tabla IV. **Temperatura en condiciones de operación para vapor de admisión detectada en PV1 (ver plano P&ID)**

Temperatura [°C]	Presión de operación [psig]	Condición del sistema
257.44	650	<b>Presión máxima</b>
250.35	500 - 620	<b>Óptima</b>
233.85	450	<b>Presión mínima</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla V. **Temperatura en condiciones de operación para vapor de admisión detectada en PV2 (ver plano P&ID)**

Temperatura [°C]	Presión de operación [psig]	Condición del sistema
≈120	35	<b>Advertencia</b>
≈110	25	<b>Óptima</b>

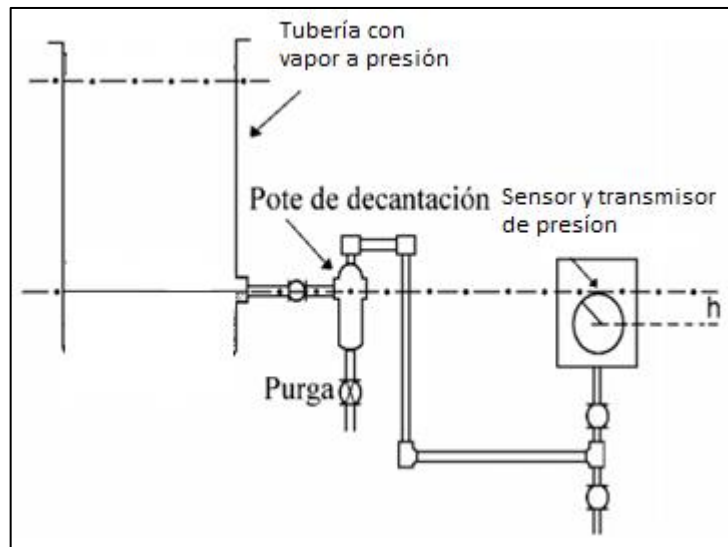
Fuente: elaboración propia.

Una pierna húmeda (*wet leg*) es normalmente usada en medición de nivel y presión, este nombre es dado debido a que el sistema consta de una tubería con conexión a proceso, seguido de un barril de condensado y una tubería con conexión al sensor; si la medición es en gas o vapor de agua, en el cual, este gas o vapor de agua es condensado a temperatura ambiente que evita que la membrana o fluido de medición por parte del sensor se vea afectado por las altas temperaturas del proceso.

Al condensarse el producto medido, esta tubería comienza a llenarse con líquido condensado hasta el tope del barril que provocando una lectura pequeña de presión debido a la columna de agua o líquido condensado que se forma en la tubería, este HRV (*high range value*, valor alto de rango) en la calibración del instrumento pasa a formar parte del punto de referencia o valor máximo del error en la medición; cuando la medición inicia, el sistema de medición con pierna húmeda comienza sin líquido condensado; inicia como una pierna seca (*dry leg*) que entrega un valor bajo de error a la hora de la medición nombrado LRV (*low range value*, valor bajo de rango), estos valores determinan el rango de error en la lectura en los primeros instantes al ser efectuada que modifica en pequeña medida el span del sensor para la medición.

Según la longitud y material de este sistema, este genera un descenso de temperatura hasta de 65 % de la temperatura de proceso en los primeros minutos de la medición evita nuevamente que el sensor se vea afectado por cambios bruscos de temperatura.

Figura 21. **Instalación de pierna húmeda para sensor de presión absoluta**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

El transmisor recomendado debido a la demanda del proceso es un transmisor de presión SITRANS DS-III/P410 para presiones relativas o aplicaciones con tanque abierto (no existe presurización), con manejo local mediante teclado y LCD incluidos de forma estándar y a distancia mediante protocolo HART. La alimentación está entre el rango de 10,5 a 45 VCC. Su conexión de comunicación es a 2 hilos, la señal de salida de 4 a 20 mA, la precisión de medida es hasta 0,1 % que incluye la histéresis y repetitividad, que incluye un autodiagnóstico constante con reporte.



La configuración puede ser ejecutada mediante el catálogo de selección: instrumentación de campo para la automatización de procesos. Esta configuración ayuda a crear un catálogo de selección y con ello, asegurar que los requisitos del proceso sean seleccionados acordes a la demanda, como es el caso de la presión y temperatura del proceso. También, puede ser seleccionado mediante la herramienta web PIA Life Cycle ([www.pia-portal.automation.siemens.com](http://www.pia-portal.automation.siemens.com)) portal que consta de la selección de equipos mediante selección de campos en un formulario virtual.

Figura 22. **Selección del transmisor y sensor de presión mediante catálogo de selección**

Datos para selección y pedidos		Referencia
<b>Transmisores de presión para presión relativa, SITRANS P DS III con HART</b>		↗ 7MF4033 -
↗ Haga clic en la referencia para la configuración online en el PIA Life Cycle Portal.		
<b>Relleno de la célula de medida</b>		
Aceite de silicona	normal	▶ 1
Líquido inerte <sup>1)</sup>	sin grasa según el nivel de limpieza 2	3
<b>Alcance de medida</b>		
0,01 ... 1 bar	(0.15 ... 14.5 psi)	▶ B
0,04 ... 4 bar	(0.58 ... 58 psi)	▶ C
0,16 ... 16 bar	(2.32 ... 232 psi)	▶ D
0,63 ... 63 bar	(9.14 ... 914 psi)	▶ E
1,6 ... 160 bar	(23.2 ... 2320 psi)	▶ F
4,0 ... 400 bar	(58.0 ... 5802 psi)	▶ G
7,0 ... 700 bar	(102.0 ... 10153 psi)	▶ J
<b>Material de las piezas en contacto con el fluido</b>		
Membrana separadora	Conexión al proceso	
Acero inoxidable	Acero inoxidable	▶ A
Hastelloy	Acero inoxidable	B
Hastelloy	Hastelloy	C
Versión como sello de membrana separadora <sup>2) 3) 4) 5)</sup>		Y

Fuente: SIEMENS. *Instrumentación de campo para la automatización de procesos*, 2015. p.101.

Figura 23. Selección del transmisor y sensor de presión mediante catálogo digital en línea

SITRANS P DS III/P410 Transmisor presión (1) watch list

Información generales configuración de MLFB Vista general de MLFB Datos técnicos Downloads / Documents

Piezas de recambio

Status: Por favor, seleccione las características del producto

Please log in in order to see specific QS and ex stock information for your region.

Tipos básicos Opciones

Configuration: Reset | Print | Download Modificar la cantidad 1

Descripción [EUR]

1 Relleno/Limpieza de la célula de medida  
 Relleno de la célula de medida: Aceite de silicona. Limpieza de la célula: Normal.

3 Relleno de la célula de medida: Líquido inerte. Limpieza de la célula: Desengrasada para servicio en O2.

Alcance máximo de medida para presión  
 Material de la membrana / Célula de medida  
 Conexión al proceso  
 Material de la carcasa  
 Ejecución del aparato  
 Protección antiexplosión  
 Conexión eléctrica / Entrada de cables  
 Indicador

Nº de pedido (MLFB) 7MF4033

B-row

Copy & Paste 7MF4033-....-

to watch list

Fuente: *PIA Life Cycle*. <https://www.pia-portal.automation.siemens.com>.

Consulta: 20 de mayo de 2017.

### 3.1.2. Sensor de velocidad rotacional

La medición de velocidad rotacional realizadas en el eje de la turbina se puede realizar mediante un sensor de proximidad que tenga integrada esta opción; mediante una configuración por *software* o en campo, se puede determinar cuál es la velocidad rotacional en el eje.

El sistema digital de proximidad Metrix (DSP) combina el desempeño de un completo sistema de medición de proximidad API 670 por medio de corrientes de Foucault, con la flexibilidad de una configuración de lectura digital. Por primera vez, los usuarios pueden configurar sus sistemas de transductores en un solo campo, con una curva personalizada de campo generado y una calibración preconfigurada para una variedad de sensores tipo punta, manufactureras, cables de extensión, el material involucrado y rangos lineales.

Para una salida de corriente estática (mA/mm o mA/mil), el MX2034 provee una señal de salida dinámica, de vibración radial, o la velocidad de eje directamente a los PLC, DCS, sistema SCADA u otro instrumento que acepte una señal estándar ISA 4-20mA a 3 hilos, sin el uso de un sistema de monitoreo por separado. El transmisor es un dispositivo de lazo de corriente +24 VDC. Es configurable por el usuario para las funciones siguientes:

- Transmisor de vibración radial (una señal 4 a 20 mA es proporcional a la amplitud pico a pico de la vibración detectada).
- Transmisor de posición axial (una señal 4 a 20 mA es proporcional al espacio promedio existente entre la punta de prueba y la parte móvil identificada).
- Tacómetro (una señal 4 a 20 mA es proporcional a la velocidad rotacional del eje).

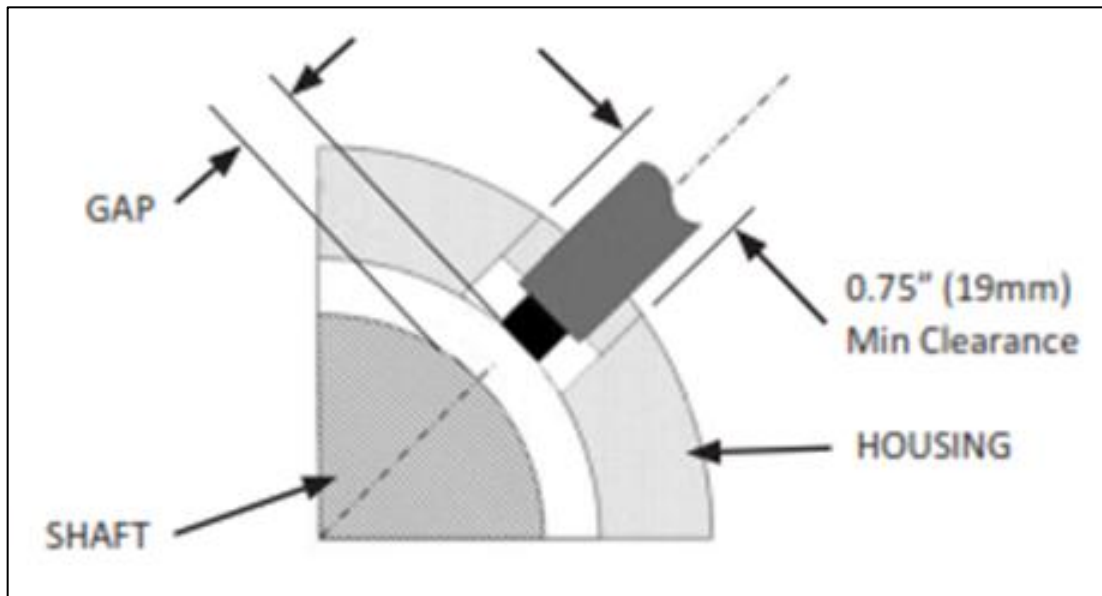
Los parámetros de velocidad configurados para controlar el funcionamiento de la turbina están dados por el propio fabricante de la turbina, según las fichas técnicas o indicaciones presentadas.

Tabla VI. **Velocidad rotacional en el eje de turbina detectada en S1 (ver plano P&ID)**

Velocidad rotacional [RPM]	Estado de operación	Acción
<9300	Velocidad alta	<b>Turbina fuera de línea</b>
9200 - 9300	Velocidad óptima	<b>Óptimo</b>
>9200	Velocidad baja	<b>Advertencia</b>

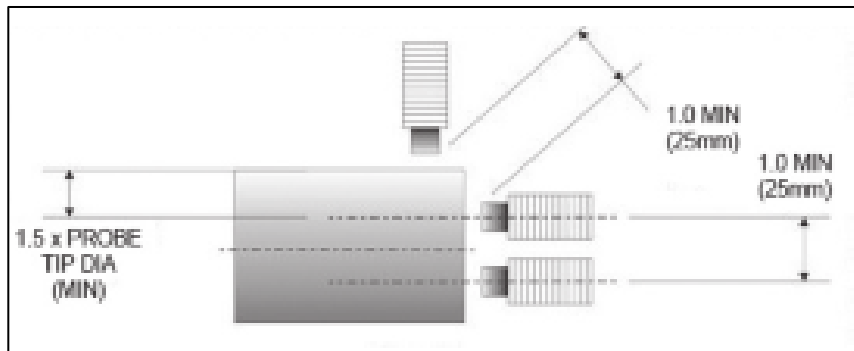
Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Instalación perpendicular para velocidad rotacional en plano X-Y (opción 1)**



Fuente: METRIX. *Digital proximity system datasheet*, 2016. p. 11.

Figura 25. **Instalación perpendicular para velocidad en el plano Y-Z  
(opción 2)**



Fuente: METRIX. *Digital proximity system datasheet*, 2016. p.11.

### 3.1.3. **Sensores de vibración**

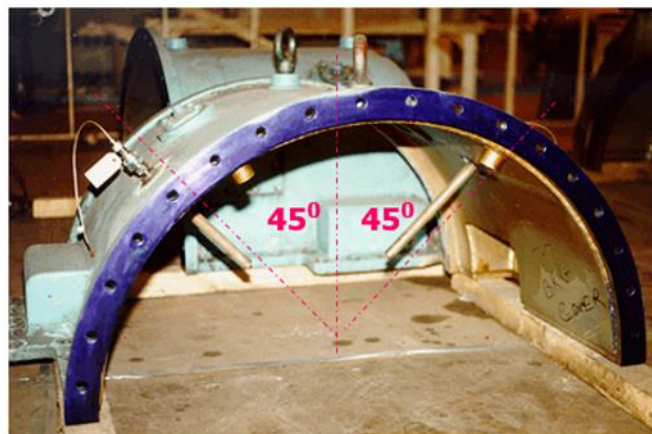
La medición y análisis de vibraciones en el eje o partes de una turbina puede realizarse mediante tres maneras: por posición para velocidades rotacionales bajas; por velocidad para velocidades rotacionales medias y por aceleración para velocidades rotacionales altas; sea por plano X-Y o trayectoria elíptica trazada por el rotor, posición Z o axial que denotaría un movimiento axial del rotor dentro de la turbina.

El sistema digital de proximidad Metrix (DSP) combina el desempeño de un completo sistema de medición de proximidad API 670 por medio de corrientes de Foucault, con la flexibilidad de una configuración de lectura digital. Por primera vez, los usuarios pueden configurar sus sistemas de transductores en un solo campo, usando una curva personalizada de campo generado, así como una calibración pre-configurada para una variedad de sensores tipo punta, manufactureras, cables de extensión, el material involucrado y rangos lineales.

Para una salida de corriente estática (mA/mm o mA/mil), el MX2034 provee una señal de salida dinámica, de vibración radial, o la velocidad de eje directamente a los PLC, DCS, sistema SCADA u otro instrumento que acepte una señal estándar ISA 4-20mA a 3 hilos, sin el uso de un sistema de monitoreo por separado. El transmisor es un dispositivo de lazo de corriente +24 VDC. Es configurable por el usuario para las funciones siguientes:

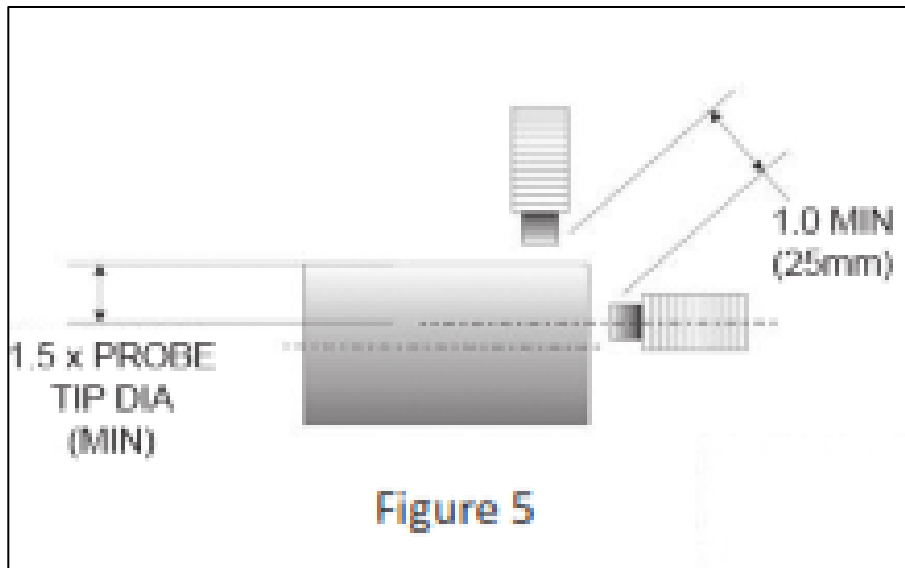
- Transmisor de vibración radial (una señal 4 a 20 mA es proporcional a la amplitud pico a pico de la vibración detectada).
- Transmisor de posición axial (una señal 4 a 20 mA es proporcional al espacio promedio existente entre la punta de prueba y la parte móvil identificada).
- Tacómetro (una señal 4 a 20 mA es proporcional a la velocidad rotacional del eje).

Figura 26. **Instalación perpendicular de sensores de vibración X-Y detectado en VT1, VT2 y VT3 (ver plano P&ID)**



Fuente: METRIX. *Vibration measurement*, 2014. p. 68.

Figura 27. **Instalación perpendicular de sensores de vibración axial en plano X-Z (opcional)**



Fuente: METRIX. *Digital proximity system datasheet, 2016. p.11.*

### 3.1.4. Sensores de temperatura

El monitoreo de temperatura en piezas mecánicas o partes de la turbina se realiza para evitar fatiga y desgaste en piezas metálicas, es un indicador de que tan bien lubricado está el sistema o si está sometido fuera de los valores nominales de sus especificaciones técnicas. A raíz de los módulos de lectura de RTD que poseen distintas marcas de controladores lógicos programables, es posible eliminar el transductor de por medio (entre RTD y PLC).

Las sondas RTD MINCO eléctricamente insoladas poseen la característica de tener una punta para mediciones eléctricamente insoladas que permiten el sondeo de temperatura con aspectos eléctricos en altas temperaturas (partes mecánicas que involucren generación eléctrica). También, poseen una punta de

medición construida a base de una aleación de cobre. La punta de cobre es 20 veces más conductiva que el acero inoxidable, que provee un incremento en la sensibilidad y una rápida respuesta a los cambios de temperatura. La punta sensible, también, improvisa una exactitud si se usa un termo pozo, otros aspectos u otras instalaciones.

Es ideal para aplicaciones que requieren:

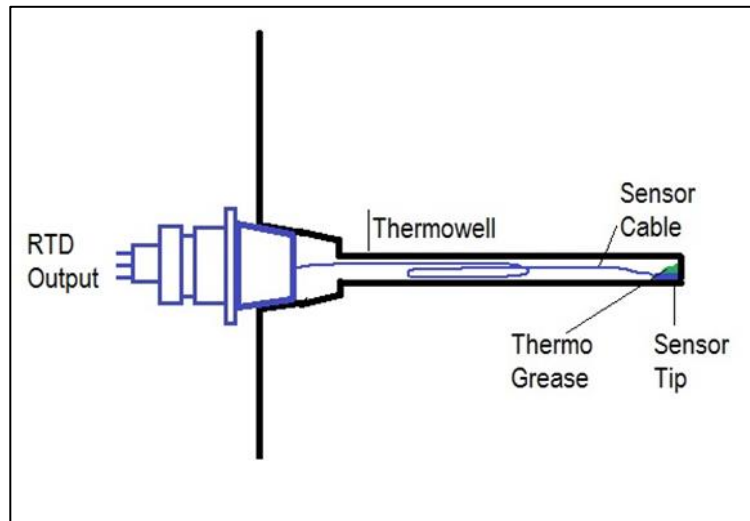
- Insulación eléctrica
- Alta exactitud y repetitividad en la medida
- Resistencia a los impactos y vibraciones (partes móviles)
- Respuesta rápida
- Un rango de temperatura de -50 a 260 °C (-58 a 500 °F)

El termo pozo mencionado es usado para salvaguardar un sensor de temperatura como las termocuplas, termistores y RTD de daños por presión excesiva, materia móvil a altas velocidades y corrosión (ambientes húmedos o con vapor de agua en el ambiente). También, incrementa la longevidad del sensor, permiten el remplazo del sensor sin tener que perforar el sistema de nuevo y reducen la probabilidad de contaminación en el proceso.

Así mismo, MINCO proporciona la opción de un transmisor capaz de proveer una señal precisa incluso hasta cientos de metros de distancia. Esto se logra debido a la amplificación de las señales de bajo nivel obtenidas de las RTD o termocuplas, y convertirlas a señales industriales 4-20 mA, señales de tensión o a un protocolo de comunicación HART.



Figura 28. **Instalación de RTD con termo pozo en pieza metálica**



Fuente: *Instalación de RTD con termo pozo en pieza metálica*

<http://instalacion.RTD.ru/search?query=M%C3%termo20e%metalica%20entre%20>

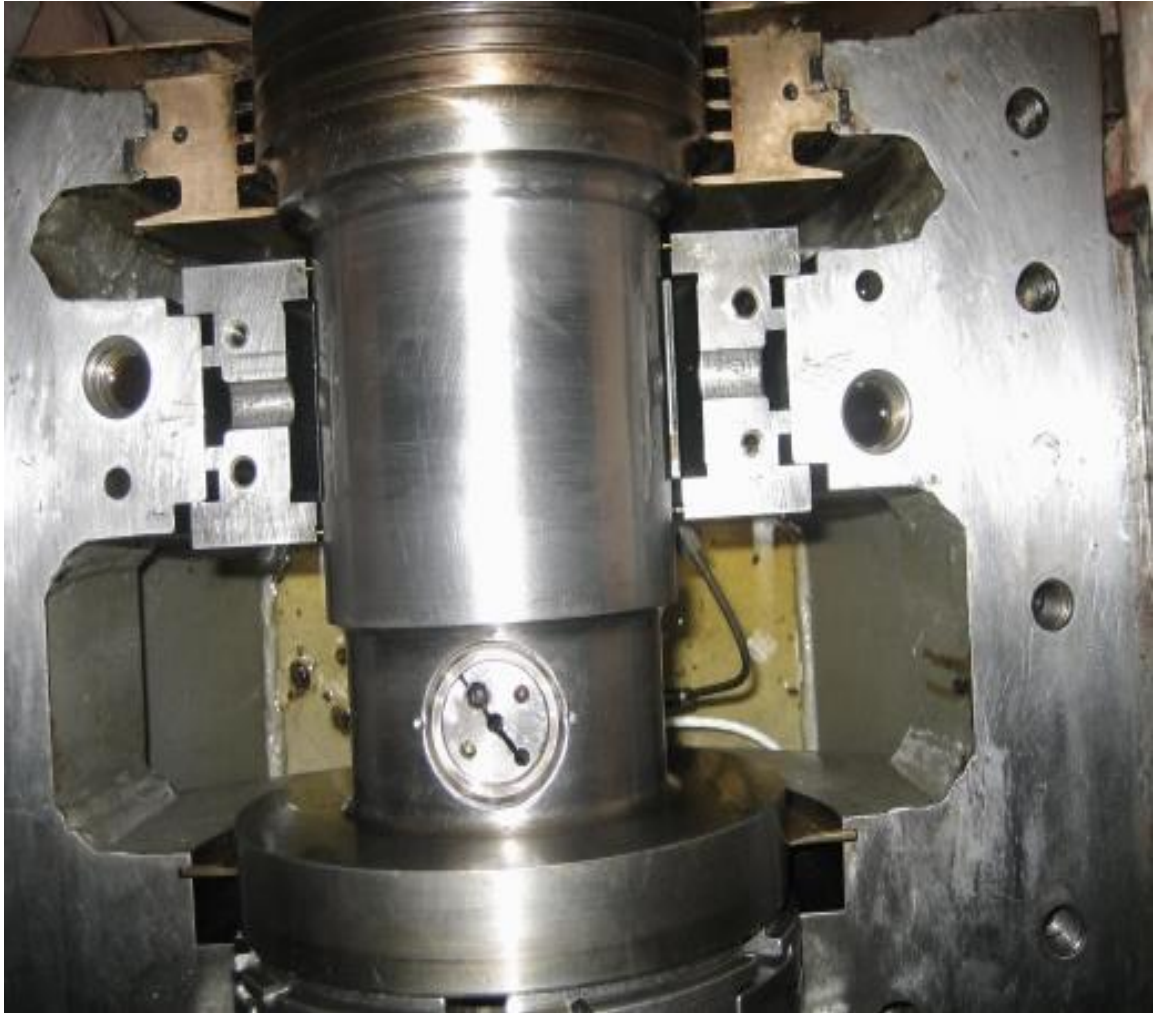
Consulta: 25 de mayo de 2017.

Figura 29. **Diagrama de conexión RTD – transmisor a PLC**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 30. **Cojinete de apoyo o radial (punto crítico de control de temperatura) detectada en T3 (ver plano P&ID)**



Fuente: *Cojinete de apoyo o radial.*

[http://nova.rambler.ru/search?query=M%C3%B3dulos+e+interconexiones+entre+m%C3%B3dulos+en+el+PLC&\\_openstat=TWfya2V0YXRvcjM2Ozs7&lang=en](http://nova.rambler.ru/search?query=M%C3%B3dulos+e+interconexiones+entre+m%C3%B3dulos+en+el+PLC&_openstat=TWfya2V0YXRvcjM2Ozs7&lang=en). Consulta: 5 de junio de 2017.

Tabla VII. **Temperatura en cojinetes detectada en T1 a T7 (ver plano P&ID)**

Temperatura [°C]	Estado de operación	Acción
>77	Temperatura de operación muy alta	<b>Turbina fuera de línea</b>
70 - 77	Temperatura de operación alta	<b>Advertencia</b>
<70	Temperatura de operación ideal	<b>Óptimo</b>

Fuente: elaboración propia.

### 3.2. Listado de señales (TAG)

El término TAG o etiqueta en inglés, es usado en la identificación de instrumentos en un sistema automatizado, con el fin de identificar de una forma descriptiva de proceso, ubicación física, número de equipo, variable monitoreada o manipulada, entrada o salida, señal analógica o digital, entre otros. El TAG o etiqueta como tal está conformada por una sucesión alfanumérica que se divide en tres partes:

- Variable de proceso: se identifica mediante iniciales del proceso o variable involucrada en el análisis; estas iniciales obedecen a las normas ISA-S5.1 (revisión 1992) que corresponden a los símbolos de instrumentación y su identificación.

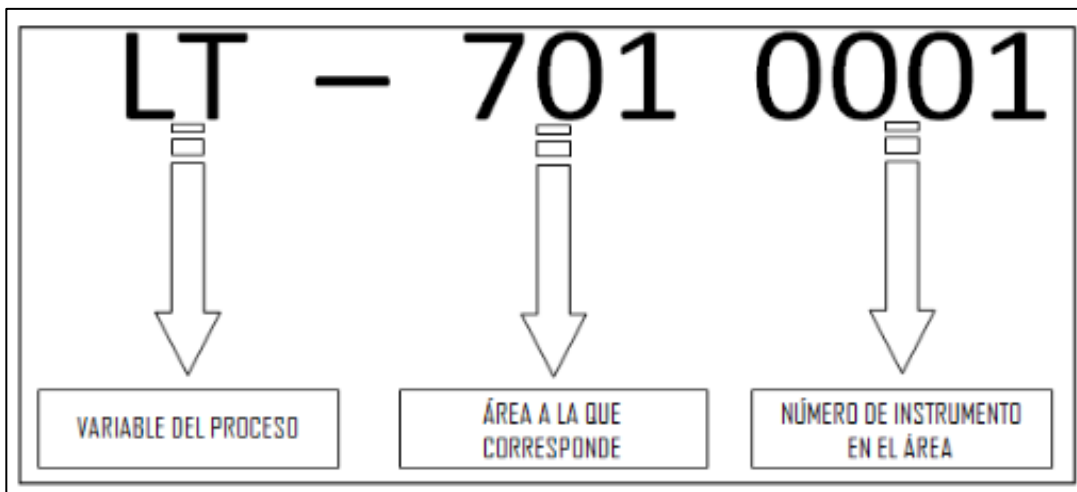
Figura 31. Letras de identificación para instrumentos de campo y procesos

	FIRST-LETTER (4)		SUCCEEDING-LETTERS (3)		
	MEASURED OR INITIATING VARIABLE	MODIFIER	READOUT OR PASSIVE FUNCTION	OUTPUT FUNCTION	MODIFIER
A	Analysis (5,19)		Alarm		
B	Burner, Combustion		User's Choice (1)	User's Choice (1)	User's Choice (1)
C	User's Choice (1)			Control (13)	
D	User's Choice (1)	Differential (4)			
E	Voltage		Sensor (Primary Element)		
F	Flow Rate	Ratio (Fraction) (4)			
G	User's Choice (1)		Glass, Viewing Device (9)		
H	Hand				High (7, 15, 16)
I	Current (Electrical)		Indicate (10)		
J	Power	Scan (7)			
K	Time, Time Schedule	Time Rate of Change (4, 21)		Control Station (22)	
L	Level		Light (11)		Low (7, 15, 16)
M	User's Choice (1)	Momentary (4)			Middle, Intermediate (7,15)
N	User's Choice (1)		User's Choice (1)	User's Choice (1)	User's Choice (1)
O	User's Choice (1)		Orifice, Restriction		
P	Pressure, Vacuum		Point (Test) Connection		
Q	Quantity	Integrate, Totalize (4)			
R	Radiation		Record (17)		
S	Speed, Frequency	Safety (8)		Switch (13)	
T	Temperature			Transmit (18)	
U	Multivariable (6)		Multifunction (12)	Multifunction (12)	Multifunction (12)
V	Vibration, Mechanical Analysis (19)			Valve, Damper, Louver (13)	
W	Weight, Force		Well		
X	Unclassified (2)	X Axis	Unclassified (2)	Unclassified (2)	Unclassified (2)
Y	Event, State or Presence (20)	Y Axis		Relay, Compute, Convert (13, 14, 18)	
Z	Position, Dimension	Z Axis		Driver, Actuator, Unclassified Final Control Element	

Fuente: ANSI/ISA-S5.1-1984. *Instrumentation symbols and identification*. p.128.

- Área correspondiente: la ubicación física o ubicación en el proceso se identifica mediante un número que corresponde a un espacio físico o punto crítico del proceso; esta disposición física está dada por los planos del proceso en las cuales se identifican dichas áreas.
- Número de instrumento en el área: si en el área identificada se tiene más de un instrumento del mismo tipo, se pueden identificar con un número propio dado al equipo para su distinción.

Figura 32. **Nomenclatura para la identificación del instrumento**



Fuente: CHAMALÉ, Nestor. *Diseño de un sistema de control aplicable en una planta de tratamiento de agua residual*. p.62.

A continuación, se presenta el listado de TAG para la identificación de instrumentos del sistema de monitoreo a diseñar:

Tabla VIII. **Elenco de mediciones de presión en el sistema**

PRESIONES DEL SISTEMA							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
PT-200-001	PV1	Presión de vapor en admisión	x				
PT-200-002	PV2	Presión de vapor en escape	x				
PSH-200-003	PV3	Alarma de presión alta de vapor en escape			x		
PSL-200-004	PV4	Alarma de presión baja de vapor en escape			x		
PSDH-200-005	PL5	Alarma de presión alta de lubricante en retorno			x		
PSLL-200-006	PL6	Alarma de presión baja de lubricante en suministro			x		
PT-200-007	PL7	Presión de lubricante en suministro (salida de bomba)	x				
PT-200-008	PL8	Presión de lubricante en suministro (entrada turbina)	x				
SUBTOTAL DE CANALES			4	0	4	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Elenco de mediciones de temperatura en el sistema**

TEMPERATURAS DEL SISTEMA							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
TE-200-001	T1	Temperatura de cojinete del eje en turbina (lado de turbina a caja motorreductora)	x				
TE-200-002	T2	Temperatura de chumacera del eje (lado de turbina a caja motorreductora)	x				
TE-200-003	T3	Temperatura en cojinete axial del eje (lado de turbina en soporte)	x				
TE-200-004	T4	Temperatura en chumacera del eje (lado de turbina en soporte)	x				
TE-200-005	T5	Temperatura del lubricante de partes móviles	x				
TE-200-006	T6	Temperatura de cojinete del eje de generador (unión con caja motorreductora)	x				
TE-200-007	T7	Temperatura de chumacera del eje de motogenerador	x				
SUBTOTAL DE CANALES			7	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Elenco de mediciones de velocidad rotacional en el sistema**

VELOCIDAD ROTACIONAL DEL SISTEMA							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
SE-200-001	S1	Velocidad del eje de turbina	x				
SI-200-002	S2	Velocidad del eje mediante Woodward (si existiera)	x				
SUBTOTAL DE CANALES			2	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Elenco de mediciones de vibración en el sistema**

VIBRACIONES EN EL SISTEMA							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
VT-200-001	VT1	Vibración del eje de turbina en el plano X	x				
VT-200-002	VT2	Vibración del eje de turbina en el plano Y	x				
VT-200-003	VT3	Vibración del eje de turbina en el plano Z	x				
SUBTOTAL DE CANALES			3	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Elenco de confirmación de funcionamiento**

CONFIRMACIONES DE FUNCIONAMIENTO							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
MP-200-001	B1	Bomba de extracción de niebla			X		
MP-200-002	B2	Bomba de lubricación automática			X		
IP-200-001		Señal de cierre para válvula de admisión vapor			X		
IP-200-002		Señal de apertura para válvula de admisión vapor			X		
IP-200-003		Señal de disparo por Woodward 505			X		
SUBTOTAL DE CANALES			0	0	5	0	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Elenco de señales de paro de emergencia**

SEÑALES DE PARO DE EMERGENCIA							
TAG	TAG CORTO	DESCRIPCIÓN	AI	AO	DI	DO	RTD
MP-200-001		Bomba de extracción de niebla				x	
MP-200-002		Bomba de lubricación automática				x	
IP-200-001		Señal de cierre para válvula de admisión vapor				x	
IP-200-002		Señal de apertura para válvula de admisión vapor				x	
IP-200-003		Señal de disparo por Woodward 505				x	
SUBTOTAL DE CANALES			0	0	0	5	0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Número de módulos I/O**

REQUERIMIENTO TOTAL DE I/O	
Entradas analógicas por módulo	4
Entradas analógicas requeridas	16
Módulos requeridos	4
Módulos a utilizar	4
Canales disponibles	16
Salidas analógicas por módulo	2
Salidas analógicas requeridas	0
Módulos requeridos	0
Módulos a utilizar	0
Canales disponibles	0
Entradas discretas por módulo	16
Entradas discretas requeridas	9
Módulos requeridos	1
Módulos a utilizar	1
Canales disponibles	16
Módulos de comunicación Ethernet/Modbus y alimentación	2
Total de módulos requeridos I/O	6
Espacio requerido por fuente de alimentación	1
Espacio requerido por CPU con comunicación Ethernet/Modbus	1
Espacio total en Rack	8
Espacios disponibles	12

Fuente: elaboración propia.



### **3.3. Dimensionamiento de equipo electrónico**

Al realizar un conteo de la cantidad de señales y tipos a analizar, se procede a realizar un dimensionamiento de los equipos electrónicos: fuente de poder, CPU, módulos de entrada y salida, módulos de comunicación y *rack* o módulo de fijación de otros módulos, entre otros.

#### **3.3.1. Módulo de CPU**

A continuación, se presenta la descripción del fabricante por parte de un modelo de controlador lógico programable recomendado para dicha aplicación, su fácil entorno y su maleabilidad en campo con respecto a cambios o expansión al futuro.

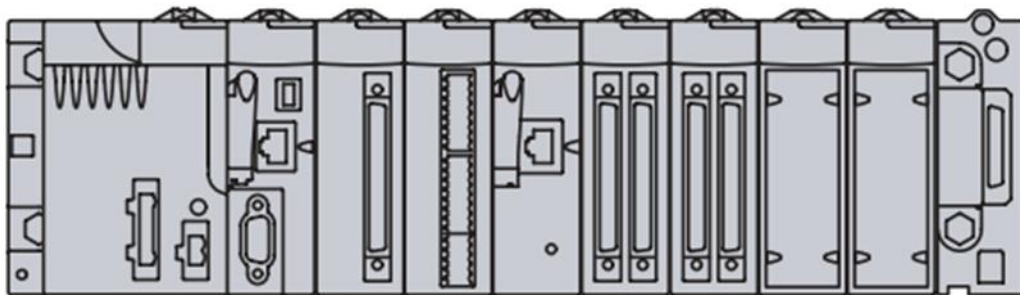
El controlador lógico programable o PLC, MODICON M340 de Schneider Electric, maneja una gama de procesadores estándar y avanzados de la plataforma de automatismo, que gestionan el conjunto de emplazamientos que se pueden equipar con lo siguiente:

- Módulos de entradas/salidas digitales.
- Módulos de entradas/salidas analógicas.
- Módulos específicos (contaje, comunicación Ethernet TCP/IP, RTD, entre otros.)

Los procesadores encontrados en la gama M340, se diferencian por sus capacidades de memoria, velocidades de procesamiento, número de E/S, número y el tipo de puertos de comunicación.

En conjunto a la selección del CPU, por lo general, la elección de la fuente de tensión viene acompañada; dichos módulos de alimentación están destinados a la alimentación de cada *rack* y sus módulos instalados.

Figura 33. **Módulo rack para interconexiones entre módulos del PLC**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo*, 2009. p. 24.

Figura 34. **Módulo de alimentación Modicon**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo*, 2009. p. 24.

Figura 35. **Módulo de comunicación integrada**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo, 2009*. p. 24.

Tabla XV. **Catálogos de módulos recomendados 1**

Cantidad	Descripción	Catálogo
1	Rack para PLC Modicon M340 para 12 módulos	BMX XBP 1200
1	Fuente de alimentación para PLC Modicon M340	BMX CPS 3020
1	CPU Modicon M340 con puerto Ethernet y Modbus TCP/IP integrado	BMX P34 2020

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.2. **Módulo de comunicación**

La comunicación del sistema de protección y monitoreo puede darse de varias formas, de una forma local o entregando datos al operario en tiempo real al recolectar los datos de los sensores instalados en la turbina y sus partes; también, debe contar con una comunicación remota o si el sistema de cogeneración cuenta con un sistema de control íntegro como podría ser un sistema SCADA o sistema de recolección, control y supervisión a un nivel macro del proyecto, en este caso se implementan los buses y protocolos de

comunicación industrial como el caso de Modbus RTU o Ethernet, dado el alcance por el sistema de control donde quiera incorporarse el monitoreo.

Para el caso de una comunicación local, es necesario tener una interfaz de comunicación humano-máquina o HMI, con esto se logra desplegar la información necesaria para monitorear las variables de proceso en la turbina, de esta forma, monitorear el sistema mediante un despliegue de pantallas con dibujos o planos interactivos que desplieguen alarmas, advertencias, registros de eventos y causas, entre otras funciones, así como los valores en tiempo real y gráficos de ser necesario. Mediante una comunicación USB directamente conectado con el PLC se consigue una comunicación local del sistema.

Figura 36. **Módulo HMI Magelis**



Fuente: *Módulo HMI Magelis.*

[http://nova.rambler.ru/search?query=M%C3%B3dulo%20HMI%20Magelis.](http://nova.rambler.ru/search?query=M%C3%B3dulo%20HMI%20Magelis)

Consulta: 5 de junio de 2017.

Si se desea una comunicación remota, debe ser estudiado qué bus de campo está siendo utilizado en las comunicaciones del sistema de control o SCADA para determinar bajo qué criterios el PLC interactuará con los demás dispositivos de red; para el caso de redes industriales, los protocolos más utilizados en la comunicación son: Modbus RTU e *Industrial Ethernet*. Debido a las altas velocidades en transferencia de información, las comunicaciones en conjunto con las conexiones a la red pueden estar integradas en el mismo módulo CPU, tal es el caso de los módulos de Schneider, en su alta gama permite encontrar diversos tipos para la adaptación en campo.

Figura 37. **Módulo de procesamiento y comunicación integrada**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo, 2009*. p. 24.

Tabla XVI. **Catálogos de módulos recomendados 2**

Cantidad	Descripción	Catálogo
1	Módulo HMI con conexión USB a PLC	XBT GT 2220
1	CPU M340 con puerto Ethernet, USB y Modbus TCP/IP integrado	BMX P34 2020

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.3. Módulos de entradas y salidas

Al realizar el elenco de entradas y salidas, es posible tener un número exacto de estas, de los canales necesarios y los módulos que ofrecen este tipo de canales, sea una señal discreta o analógica. Estos módulos dependen también de la conexión con los sensores o transmisores de señales manejados en el sistema.

Al manejar señales de entrada y salida para las confirmaciones de dispositivos como bombas y válvulas o manipulación de manipuladores para un paro de emergencia, son necesarios módulos con canales discretos de entrada y salida según sea la demanda del sistema y la cantidad de canales dependiendo del módulo seleccionado.

Figura 38. **Módulo de 16 entradas discretas con módulo de borneras de atornillar**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo*, 2009. p. 24.

Figura 39. **Módulo de 16 salidas discretas con módulo de borneras de atornillar**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo, 2009.* p. 24.

El empleo de señales de entrada y salida analógica radica en los valores emitidos por los sensores implementados en el sistema, debido a que los sensores son seleccionados en la mayoría de veces con su transmisor o transductor a señal 4-20 mA, es posible recolectar dichas señales en un módulo de entrada con canales analógicos. Dependiendo de la conexión al sensor, de 2, 3 y 4 hilos según el fabricante.

Figura 40. **Módulo de 4 entradas analógicas con módulo de borneras de atornillar**



Fuente: Schneider Electric. *Modicon M340 catálogo, 2009.* p. 24.

Tabla XVII. **Catálogos de módulos recomendados 3**

<b>Cantidad</b>	<b>Descripción</b>	<b>Catálogo</b>
1	Módulo de 16 entradas digitales	BMX DDI 1602
1	Módulo de 16 salidas digitales	BMX DDO 1602
4	Módulo de 4 entradas analógicas	BMX AMI 0410
6	Borneras de atomillar para conexiones físicas	BMX FTB 2010

Fuente: elaboración propia.





## **4. DISEÑO Y DIAGRAMAS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y MONITOREO**

El diseño y diagramas de la propuesta es indispensable para ejemplificar la lógica de monitoreo, conexiones del proceso y comunicaciones entre los dispositivos; representando una herramienta crucial en el campo para realizar la puesta en marcha o mantenimiento del propio sistema.

### **4.1. Diagrama de comunicación**

Este diagrama representa una ejemplificación de la conexión que puede existir entre el HMI y el PLC, sea mediante una comunicación *ethernet* y un dispositivo de interface. La dirección y ruteo para la comunicación queda al criterio del diseñador.



## 4.2. Diagrama P&ID

Los diagramas P&ID representan los elementos que conforman el sistema de protección y monitoreo: instrumentos, tuberías o estrategias de control, entre otras representaciones gráficas. El diseño de los diagramas representa:

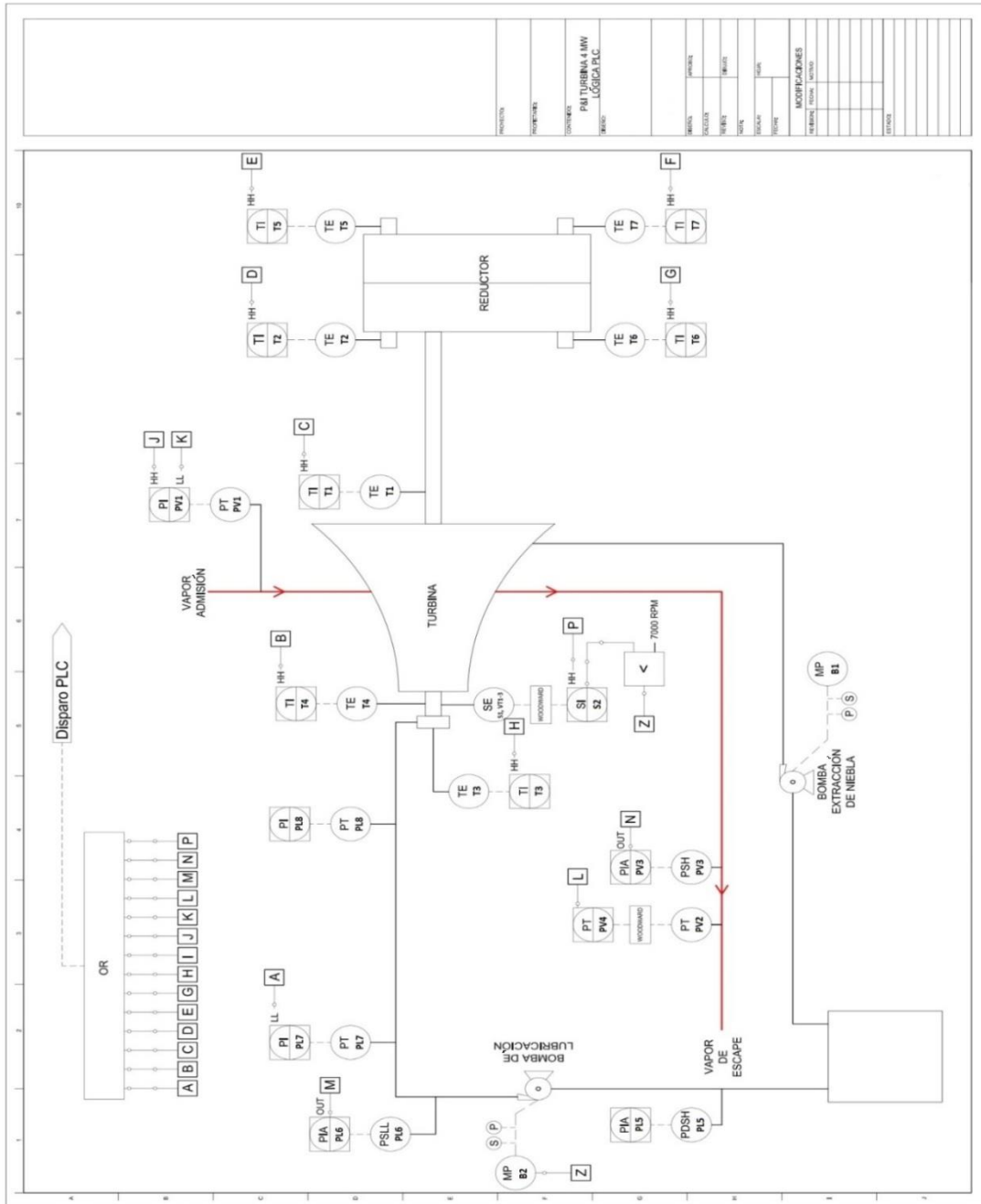
- Organizar de forma estructural el sistema representado gráficamente
- Aportar una herramienta para identificar el monitoreo del proyecto
- Plasmar los términos mediante los cuales se elaboró el sistema
- Contribuir como una guía para mantenimientos y actualizaciones a futuro

Mediante estos diagramas, puede empezar la lógica de programación para el subcontrol del sistema que emplea una lógica de lectura de datos y emitir señales de disparos de emergencia por causas de fallas en proceso.

Los diagramas constan de simbología tanto eléctrica como lógica y pueden realizarse conforme a las directrices de las normas ISA para instrumentación mencionadas anteriormente.

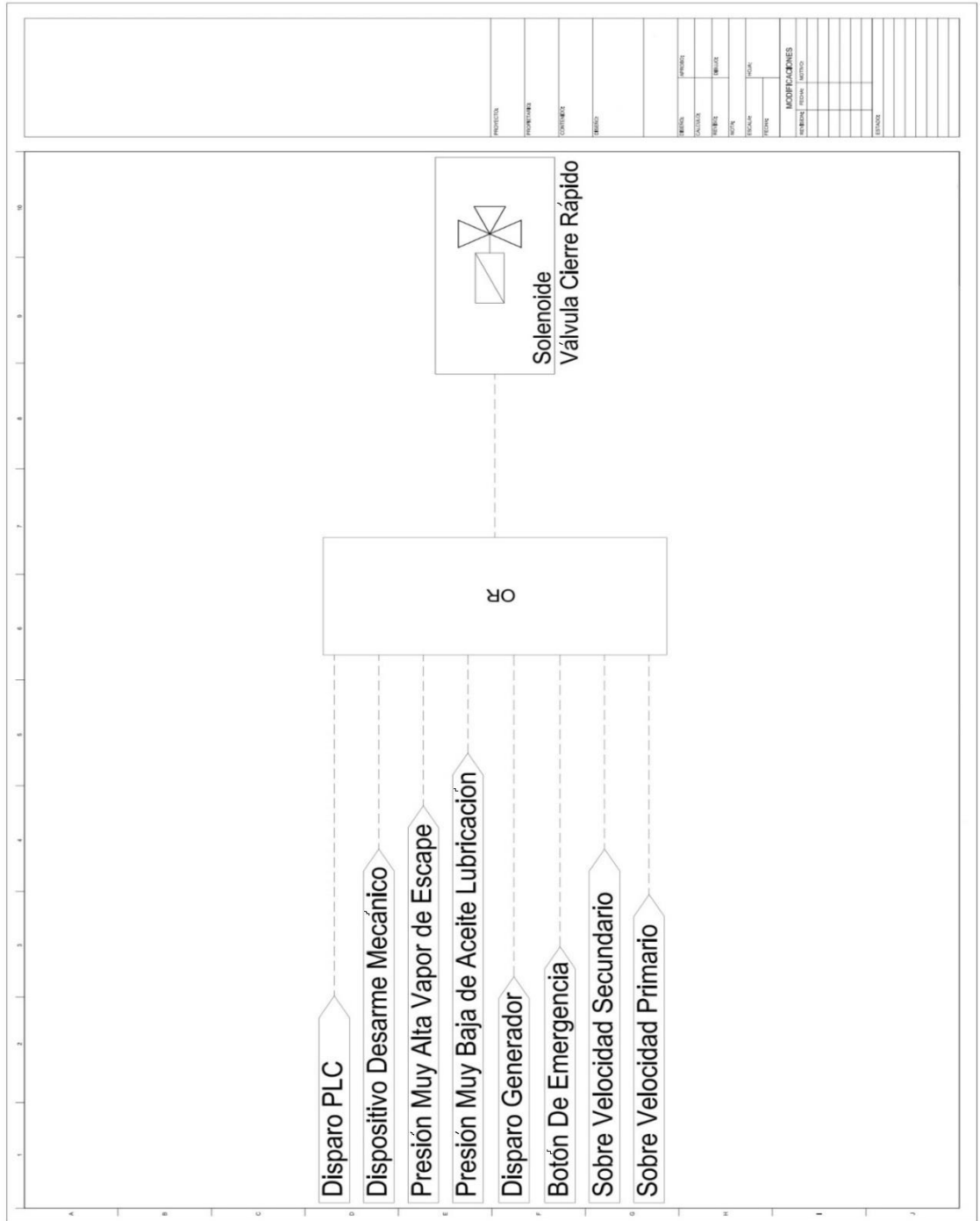
Los diagramas presentados a continuación, debido al formato o márgenes de este documento, deben ampliarse para poder observar los detalles que muestran.

Figura 42. Diagrama P&ID y lógica PLC



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 43. Diagrama P&ID y lógica relevadores



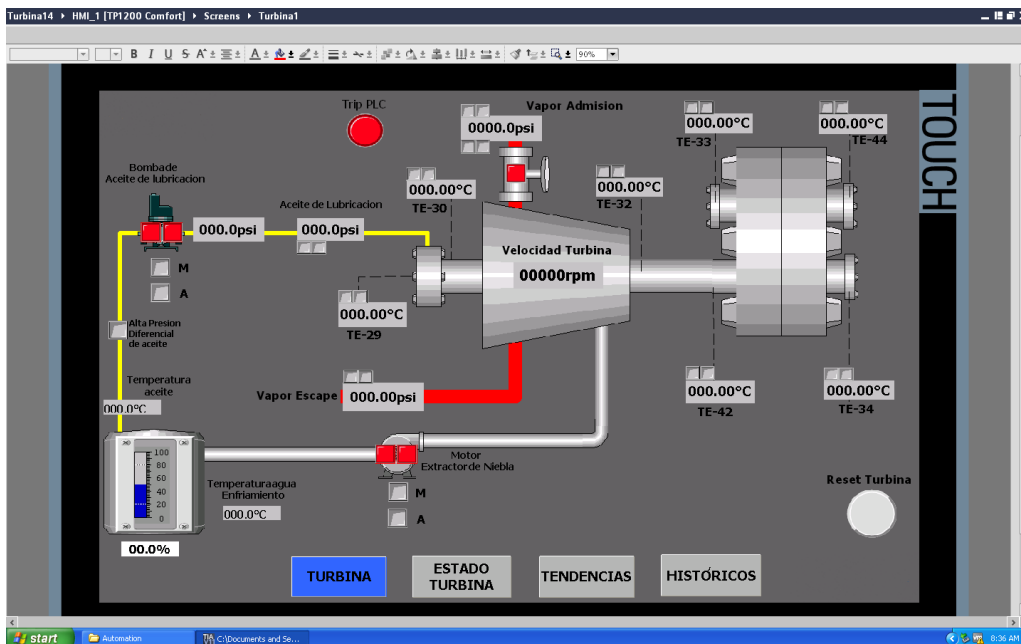
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 4.3. Diseño de pantallas para HMI

La elaboración de la interfaz visual es diseñada con el fin de poder mostrarle al operario de una forma fácil, rápida, ordenada y en tiempo real, los valores registrados en el sistema; poder tomar decisiones en mantenimientos y actualizaciones del sistema a futuro; inclusive dichos módulos HMI pueden desplegar registros periódicos de eventos o gráficas historiales del comportamiento de cada una de las variables de proceso, de ser necesario, queda a discreción del programador.

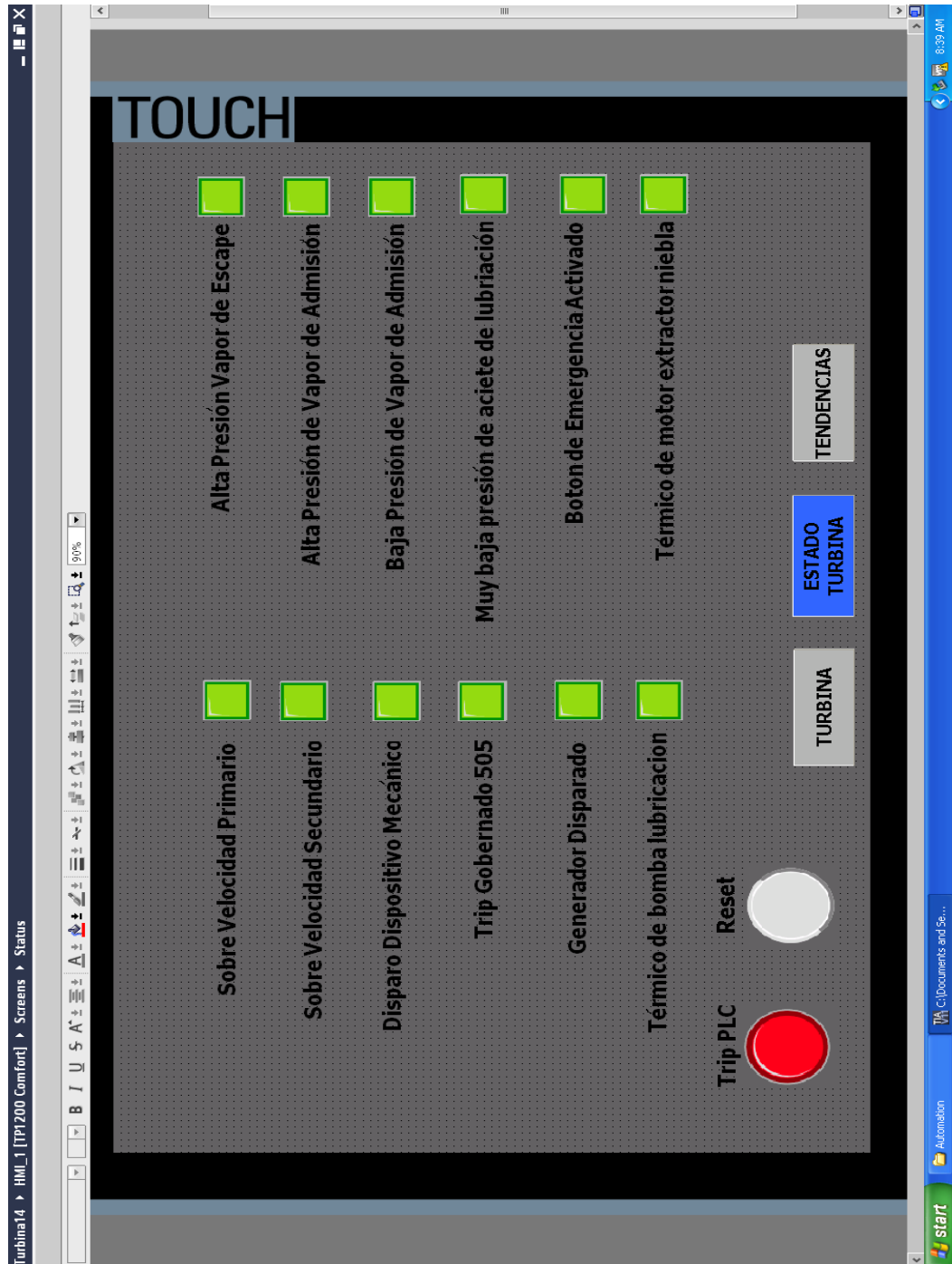
El diseño de las pantallas a desplegar es elaborado mediante el *software* proporcionado por el fabricante del HMI, dependiendo de su elección. Se ejemplifica a continuación el diseño de pantallas:

Figura 44. Pantalla de inicio



Fuente: elaboración propia, empleando Vijeo Designer.

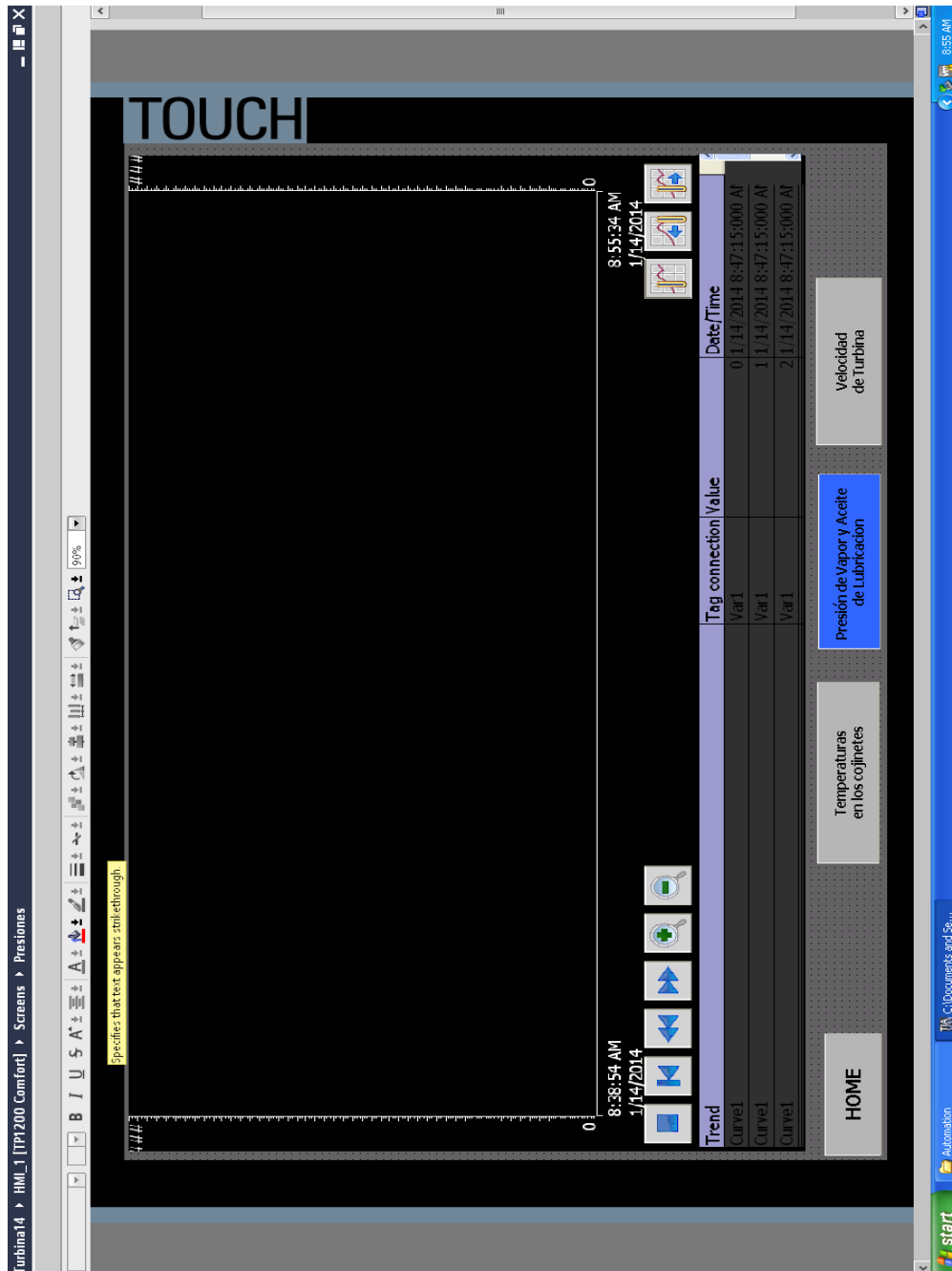
Figura 45. Pantalla de estatus



Fuente: elaboración propia, empleando Vijeo Designer.

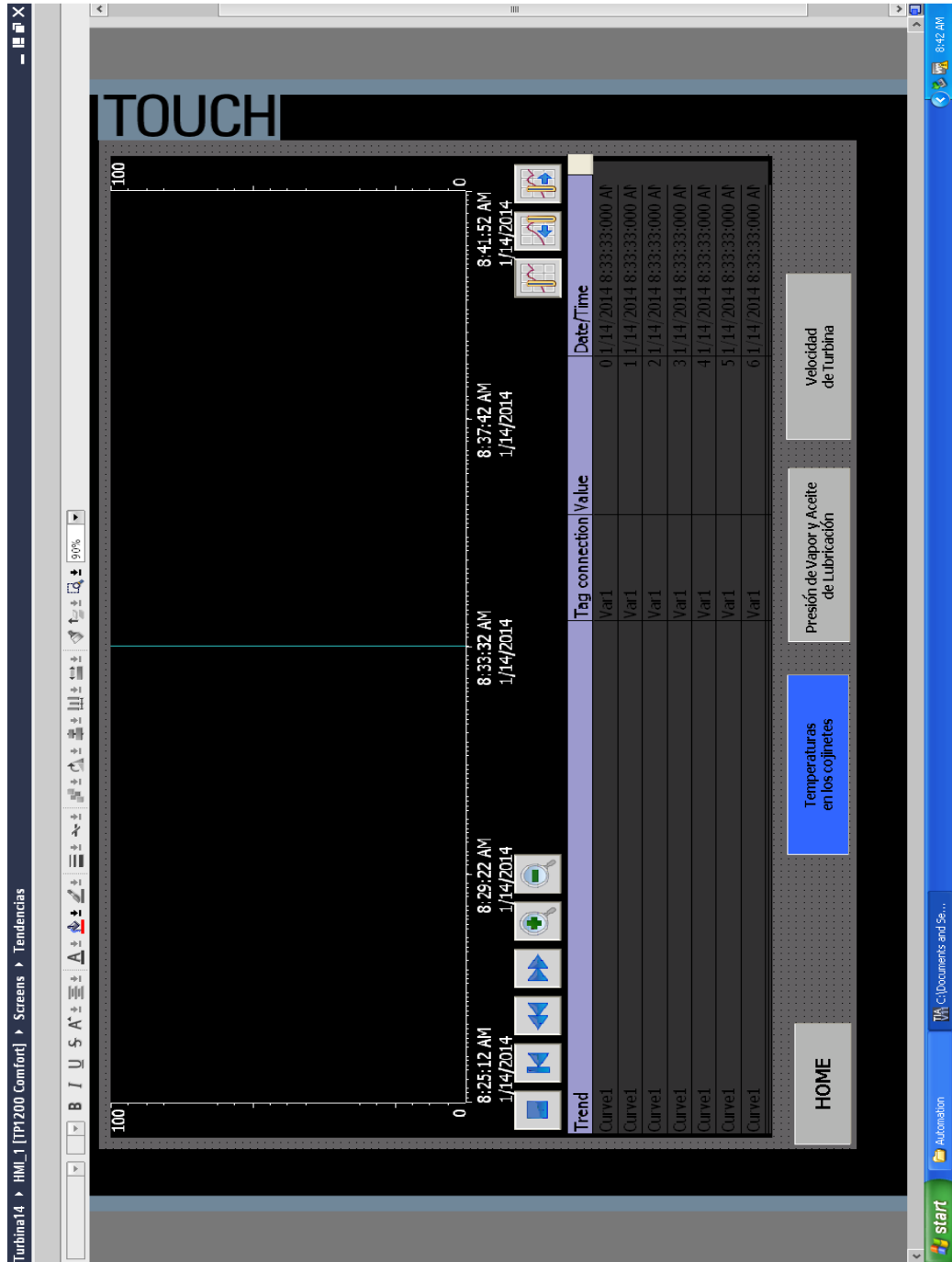


Figura 46. Pantalla de historial de presión en vapor



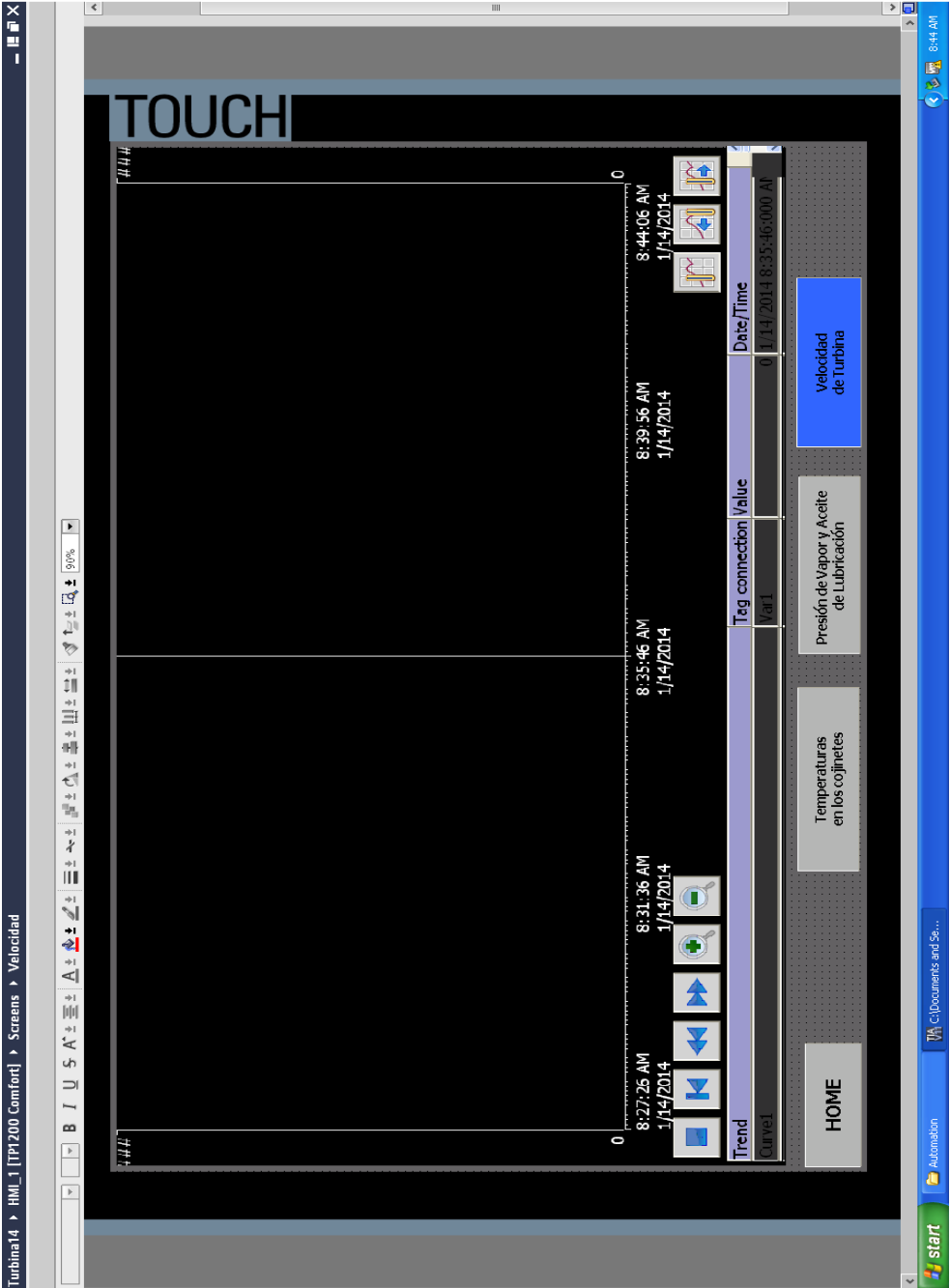
Fuente: elaboración propia, empleando Vijeo Designer.

Figura 47. Pantalla de historial de velocidad rotacional



Fuente: elaboración propia, empleando Vijeo Designer.

Figura 48. Pantalla de historial de temperatura



Fuente: elaboración propia, empleando Vijeo Designer.

## CONCLUSIONES

1. Un sistema de cogeneración energético transforma la energía calorífica en energía mecánica como lo explica el ciclo de Rankine; se obtiene como producto final la energía eléctrica mediante un generador eléctrico.
2. Según la naturaleza del proceso, se determinan las variables que deben ser monitoreadas por el sistema para evaluar la tecnología de sensores y el equipo electrónico a utilizar.
3. Con el conteo de entradas y salidas necesarias para el monitoreo de sistema, se obtiene la capacidad mínima de canales a usar para dimensionar los equipos de medición a utilizar en el sistema.
4. Al elaborar diagramas de comunicación, diagramas P&ID y diseños de pantallas para la HMI del sistema de protección y monitoreo, se obtiene la referencia técnica de los equipos, que permite futuros mantenimientos o expansión del sistema.



## RECOMENDACIONES

1. A las personas que deseen comprender y elaborar sistemas similares, en el campo de la cogeneración, deben consultar fuentes de información o cursos de principios termodinámicos.
2. Realizar una visita de campo para comprender el funcionamiento del proceso, con esto, se facilita su comprensión y la forma de seleccionar la mejor opción en tecnologías de los equipos a implementar.
3. Después de conocer el número de las entradas y salidas, aumentar dicho número en un porcentaje no mayor al 20 %, dejando canales libres para futura expansión del sistema.
4. Además de los diagramas P&ID y de comunicación, elaborar diagramas eléctricos facilita de mejor forma los mantenimientos y expansiones a futuro del sistema.



## BIBLIOGRAFÍA

1. BEE (Bureau of Energy Efficiency). *Aspects of energy management and energy audit*, 3th. Edn., India: editorial Kairos, 2010. 62 p.
2. CHAVES CAMPOS, Pablo Antonio. *Sensores analógicos utilizados en la automatización industrial*. Trabajo de graduación de bachiller en ingeniería eléctrica, Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, 2008. 82 p.
3. CREUS, Antonio. *Instrumentación industrial*. 8va. ed. México: Alfaomega, 2011. 792 p.
4. FERNÁNDEZ DIEGO, Inmaculada, ROBLES DÍAZ, Arsenio Ramón. *Centrales de generación de energía eléctrica*. España: Universidad de Cantabria, 2012. 117 p.
5. GARRIDO, Santiago. *Principales elementos, averías, mantenimiento y repuestos de una turbina a vapor*. [En línea]. <http://www.-renovetec.com/590-mantenimiento-industrial-/110-mantenimientoindustrial/308-mantenimientodeturbinas-de-vapor> [Consulta: 20 de mayo de 2017.]
6. SOLOMAN, Sabrie. *Sensors handbook*. 2da. ed. México: McGraw Hill, 2010. 1385 p.









## ANEXOS

### Anexo 1. **RTD MINCO para mediciones en partes mecánicas**



Fuente: *RTD MINCO para mediciones en partes.*

<http://images.rambler.ru/search?query=RTD%20MINCO%20para%20mediciones%20en%20partes%20mec%C3%A1nicas>. Consulta: 10 de junio de 2017.

### Anexo 2. **Transmisor MINCO para conversión a señal 4-20mA**



Fuente: *Transmisor MINCO para conversión a señal 4-20mA.*

<http://images.rambler.ru/search?query=RTD%20MINCO%20para%20mediciones%20en%20partes%20mec%C3%A1nicas>. Consulta: 10 de junio de 2017.

