



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Reducción de Costos en Mantenimiento
del Sistema de Control de una Central
Geotermoeléctrica**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Adrián Ayala Leyva

ASESOR DE INFORME

M. en C. Edgar Baldemar Aguado Cruz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

AGRADECIMIENTOS:

A mi bebé Adrián, que en la luz de su mirada veía la necesidad de seguir adelante, de ofrecerte lo mejor del mundo.

A mí amada esposa Anahí, por todo su apoyo, consejos y su infinita paciencia, sin su ayuda me hubiera resultado muy difícil dar este gran paso.

A mí madre Rosario, por inculcarme su dedicación y buenas costumbres.

A mí padre Jesús (Q.e.p.d.), por todo su apoyo incondicional y por seguirme guiando y cuidando desde el cielo.

A la Facultad de Ingeniería, por darme las herramientas que me han permitido ser el profesionalista que ahora soy.

A todos mis compañeros de trabajo, que junto con ellos me eh desarrollado en esta gran Empresa.

Mención especial a mi asesor de informe, el M. en C. Edgar Baldemar Aguado Cruz y al distinguido jurado con quien tuve la oportunidad de compartir experiencias y recibir sus valiosas aportaciones.

1.- INDICE

Agradecimientos:	II
1.- Indice	III
1.1.- Objetivo principal	V
1.2.- Objetivos secundarios	V
2.- Introducción	V
3.- Generación eléctrica en México	VI
3.1.- Energía geotérmica	VII
3.2.- Plantas de generación geotermoeléctricas	VIII
3.3.- La Empresa	IX
3.3.1.- Generación por tipo de tecnología en la empresa.....	XI
4.- Central Geotermoeléctrica Humeros	XII
4.1.- Unidades a contrapresión o boca de pozo.....	XIII
4.2.- Unidades con condensador.....	XIV
4.3.- División laboral por área de especialidad.....	XVI
4.3.1.- Área operativa	XVI
4.3.2.- Área de mantenimiento	XVII
4.3.2.1.- Área mecánica.....	XVII
4.3.2.2.- Área eléctrica.....	XVII
4.3.2.3.- Área instrumentación & control	XVIII
4.4.- Funciones en mi puesto de trabajo	XVIII
5.- Arquitectura del Sistema de Monitoreo y Control de la Central Humeros	XIX
5.1.- Antecedentes.....	XIX
5.2.- Descripción del sistema de control.....	XX
5.3.- Sistema de control distribuido DCS.....	XXII
5.3.1.- Sistema de Control DeltaV	XXIII
5.3.2.- DeltaV Explorer	XXIV
5.3.3.- DeltaV Professional Studio	XXV
5.4.- Control de turbina-generador	XXVII
5.5.- Servidores	XXVIII

5.6.- ALSPA ControCAD.....	XXIX
5.6.1.- Búsqueda de diagramas lógicos de control.....	XXXI
5.6.2.- Intervención de diagramas lógicos de control con unidad en operación.....	XXXIII
6.- Análisis de falla y propuesta de mejora.....	XXXIV
6.1- Análisis y corrección de falla	XXXV
6.2.- Propuesta de mejora en la protección de turbina.....	XLI
6.3.- Modificación temporal.....	XLII
6.4.- Pruebas de modificación temporal	XLIII
6.5.- Modificación permanente	XLIII
6.6.- Pruebas de modificación permanente	XLVI
6.7.- Comparativa de costos.....	XLVII
6.8.- Otros eventos atendidos.....	XLVIII
7.- Conclusiones.....	XLIX
8.- Glosario.....	LI
9.- Anexo	LIII
Controlador Multifunción (MFC300).....	LIII
10.- Fuentes bibliográficas	LIX

1.1.- OBJETIVO PRINCIPAL

Disminuir la dependencia de personal externo especializado además de fallas en la planta para así, aumentar el factor de disponibilidad evitando pérdidas económicas por energía no generada y penalizaciones por parte del CENACE.

1.2.- OBJETIVOS SECUNDARIOS

- 1.- Disminuir las fallas recurrentes en el sistema de control de la planta.
- 2.- Conservar y mantener en parámetros operativos la red de instrumentación de la planta.

2.- INTRODUCCIÓN

En el presente reporte se describe el panorama general sobre la generación de energía eléctrica en México, profundizando en el tema de energía geotérmica, su aprovechamiento, así como los tipos de campos geotérmicos en nuestro país además se hace una descripción a detalle sobre las plantas generadoras de energía que utilizan este recurso natural. Por otra parte, se hace una breve presentación de la empresa donde se realizó este trabajo, misma donde laboro actualmente y que cuenta con varias plantas de generación eléctrica; enfocándome en la central geotermoeléctrica a la cual estoy adscrito.

Para destacar el trabajo realizado, se hace una descripción de algunas de las actividades profesionales ejecutadas en el ámbito de ingeniería que resultaron en mejoras de la confiabilidad en la planta, reduciendo las pérdidas económicas. Esta reducción se cuantifica de dos formas:

- Al disminuir la dependencia de personal especializado externo.
- Al minimizar el tiempo de atención a la falla.

Al mejorar los puntos mencionados, en consecuencia, se reducen las penalizaciones ocasionadas por la energía no generada, además de los ingresos no obtenidos por la venta de la misma.

Para cumplir el objetivo, realicé la búsqueda de información sobre el sistema de control ALSPA de ALSTOM y el sistema DeltaV de Emerson; conocimiento con el cual pude justificar las propuestas de mejora para después de su verificación y aprobación implementarlas correctamente en el sistema de control de la planta.

3.- GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO

El sector energético mexicano ha dependido históricamente de los hidrocarburos para satisfacer la energía que demanda el país con un consumo nacional al alza, donde la tendencia de crecimiento para otras fuentes de generación se ha visto favorecida.

En diciembre de 2015, el congreso aprobó la Ley de Transición Energética, la cual establece las metas del país en el uso de energías renovables. En este decreto, específicamente en el tercero transitorio se plantea que:

“La Secretaría de Energía fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024”¹

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) confirma en su informe anual sobre perspectivas en este tipo de energías que para alcanzar esa meta, México tendrá que generar 26% de su energía de fuentes eólicas y solares; 12% de hidroeléctricas; 5% de energía geotérmica y 2.5% de biomasa.

Lo anterior según la IRENA, reducirá para 2030 en un 62% la demanda de carbono, en un 21% la de gas natural y en un 6% la de petróleo.

Este fenómeno de alternancia de fuentes no renovables a fuentes renovables, queda constatado con los datos proporcionados por la empresa y procesados por la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

“Las tecnologías limpias registraron un crecimiento anual de 6.9% al cierre del año 2015, como resultado de la instalación de nuevas centrales eólicas y geotérmicas, cuya expansión en comparación con el año previo, fue de 37.7% y 13.8% respectivamente.

En contraste, la capacidad instalada de las tecnologías convencionales registró un crecimiento anual menor al 3%, el cual se explica por la expansión de la capacidad de las centrales de ciclo combinado y termoeléctrica convencional, cuyas tasas de crecimiento anual fueron 2.5% y 0.4%, respectivamente.

En 2017, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional fue de 75,685 MW, 70.5% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 29.5% a centrales eléctricas con tecnologías limpias”², como se aprecia en la figura 1.

¹ Diario Oficial de la federación, 2015, Decreto por el que se expide Ley de Transición Energética.

² Secretaría de Energía (2018), Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, México.

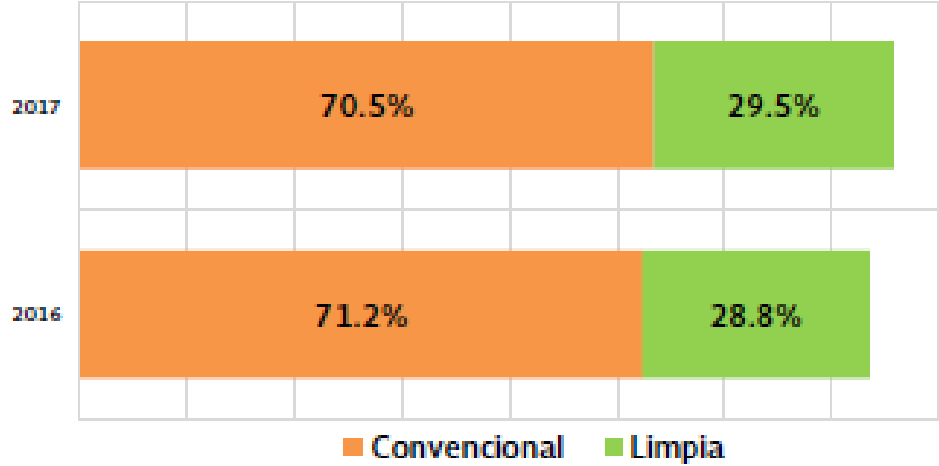


Figura 1.- División de la capacidad instalada de generación eléctrica; convencional y limpia.³

3.1.- Energía geotérmica

La energía geotérmica es aquella obtenida mediante el aprovechamiento del calor interior de la Tierra; existen lugares denominados yacimientos geotérmicos los cuales se encuentran relativamente cerca de la corteza (de 1500 a 3000 metros de profundidad), presentan una fuente de calor llamada reservorio o cámara magmática, la cual contiene un acuífero a altas temperaturas (de hasta 300°C), además de contar con la denominada capa sello, que es una formación rocosa ubicada entre la fuente de calor y el acuífero, de menor permeabilidad que este último, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos de la cámara magmática se dispersen a la superficie.

La explotación del campo geotérmico comienza con un estudio de factibilidad; si el estudio arroja resultados favorables se prosigue con la perforación y acondicionamiento del pozo. Concluida la etapa de construcción el pozo se alinea al circuito de vaporductos del campo para conducir el fluido hasta la central geotermoeléctrica y es en esta donde se aprovecha la energía térmica del vapor extraído para generar energía eléctrica.

El vapor geotérmico extraído se divide de acuerdo a su energía en tres tipos:

- De alta entalpía (temperatura mayor a 150°C)
- De media entalpía (temperatura de 90°C a 150°C)
- De baja entalpía (temperatura menor de 90°C)

³ Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032

El vapor de alta entalpía es utilizado directamente en centrales geotermoeléctricas para la generación de electricidad.

Para el aprovechamiento del vapor de media entalpía se necesita la construcción de plantas del tipo binario donde mediante un intercambiador de calor se transmite la energía del vapor a un fluido con punto de ebullición menor al del agua, ocasionando que se vaporice; una vez en este estado, es utilizado para hacer girar la turbina.

Por último el vapor de baja temperatura se aprovecha para la industria alimenticia, aserraderos, sistemas de calefacción rural y/o urbana por mencionar algunos posibles usos.

3.2.- Plantas de generación geotermoeléctricas

Estas plantas de generación eléctrica, aprovechan la energía térmica del vapor extraído en los campos geotérmicos para después de haberlo acondicionado hacer girar una turbina que acoplada a un generador genera finalmente electricidad. La representación de este proceso se muestra en la figura 2.

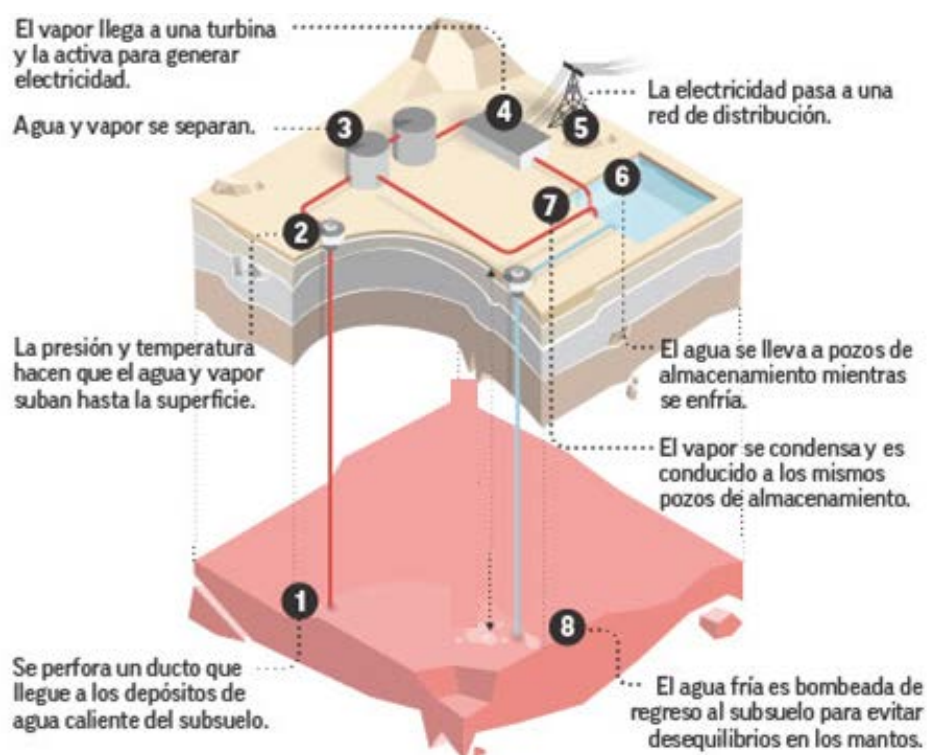


Figura 2.- Ciclo de aprovechamiento del vapor geotérmico para la generación de electricidad. ⁴

⁴ Gráfico: Sabina Iglesias, SEMARNAT y Centro de Investigación de Energía UNAM.

Después de haber perforado uno o varios pozos productores se conduce el vapor a unos equipos llamados “secadores centrífugos” cuya función es acondicionar el vapor disminuyendo su humedad y sólidos disueltos. Para mejorar la eficiencia del proceso y evitar daños a la turbina, el vapor debe tener una calidad del 99%; es decir, el fluido debe tener como máximo 1% de agua.

Una vez acondicionado, el vapor se regula en presión para finalmente ser conducido hacia la turbina. Al hacer girar el conjunto turbina-generador la energía finalmente es transformada en energía eléctrica.

Después de que el vapor ha trabajado en la turbina es enviado a un sistema donde se condensa; los condensados obtenidos se regresan al yacimiento geotérmico mediante pozos de reinyección. El vapor y gases incondensables restantes son liberados a la atmósfera.

3.3.- La Empresa

La empresa, donde me he desarrollado profesionalmente durante los últimos años, es reconocida como una de las mayores compañías eléctricas de América Latina, cuenta con una plantilla laboral de más de noventa y dos mil trabajadores, entre personal de confianza y sindicalizado, a su vez cuenta con una cartera de clientes superior a los veintiséis millones de usuarios.

Anteriormente la empresa era un corporativo a nivel nacional que administraba todas las áreas de generación, despacho de energía, transmisión, distribución y atención a clientes. Actualmente, a raíz de la Reforma Energética, se realizó una reestructuración dando un enfoque basado en un modelo de negocios similar a la iniciativa privada, esto se ve plasmado en la misión y visión, mismas que enuncio a continuación:

- **Misión:** Desarrollar actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales generando valor económico y rentabilidad para el estado mexicano, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad, en beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional.
- **Visión:** Ser una empresa de energía, de las mejores a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera y reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y criterios de desarrollo sustentable.

Además del cambio de modelo de negocio, la Reforma Energética dio como resultado la división en nueve empresas subsidiarias, cuatro empresas filiales y una unidad de negocios. Estas son:

➤ **Filial de Servicios Internacionales.**

Encargada de negocios en el mercado internacional de combustibles y energía.

➤ **Filial de Energía.**

Encargada de la importación y exportación de combustibles así como de su transporte almacenamiento y comercialización.

➤ **Filial de Intermediación de Contratos Legados.**

Encargada de administrar los contratos de interconexión legados, así como los contratos de compra-venta de excedente de energía eléctrica.

➤ **Filial de Suministro Calificado.**

Encargada de la atención de clientes de alto consumo.

➤ **Unidad de Negocios Energía Nuclear.**

Encargada de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde así como de cualquier proyecto futuro que implique el uso de esta tecnología de generación eléctrica.

➤ **Subsidiaria Suministro Básico.**

Encargada de la atención de clientes domésticos, comerciales y agrícolas.

➤ **Subsidiaria Distribución.**

Encargada de realizar las tareas de mantenimiento, operación, gestión y ampliación de la red de suministro público de energía eléctrica.

➤ **Subsidiaria Transmisión**

Encargada de realizar las tareas de mantenimiento, operación, gestión y ampliación de la red que enlaza las plantas generadoras a las subestaciones que distribuyen la energía en las diferentes zonas del país.

➤ **Subsidiarias de Generación**

Son un total de 6 empresas subsidiarias que agrupan toda la capacidad instalada de generación eléctrica (excepto la nuclear) propiedad del país.

3.3.1.- Generación por tipo de tecnología en la empresa.

De acuerdo a datos obtenidos del portal del Sistema de Información de Energía⁵, en el año 2015, la generación bruta de energía eléctrica administrada y distribuida por la empresa, ascendió a un acumulado de 261,066,828.1 MWh.

Al dividir el acumulado por tecnología de generación, se hace evidente la importancia de **la energía geotermoeléctrica**, ya que la generación eléctrica por este concepto ocupó **el 5to lugar con un acumulado de 6,291,153.99 MWh**, solo por debajo de la energía nucleoelectrica e hidroeléctrica en el área de energías limpias. Lo anterior se muestra en la tabla 1.

GENERACIÓN BRUTA POR TECNOLOGÍA, SIE ACUMULADOR 2015		
Tecnología de Generación	MW/h	%
Termoeléctrica	177,148,877.900	67.8558
Carboeléctrica	30,124,020.550	11.5388
Hidroeléctrica	30,050,767.850	11.5108
Nucleoeléctrica	11,577,137.870	4.4346
GEOTERMOELECTRICA	6,291,153.990	2.4098
Dual	3,475,166.681	1.3311
Eólica	2,386,946.450	0.9143
Fotovoltaica	12,756.867	0.0049

Tabla 1.- Generación bruta de energía por tecnología. Acumulador anual.⁶

La empresa cuenta con 4 plantas de generación geotermoeléctrica, estas son:

- Cerro Prieto: con capacidad de generación de 570MWh.
- Azufres: Con capacidad de generación de 226MWh.
- **Humeros**: Con capacidad de generación de 94.5MWh.
- Tres Vírgenes: Con capacidad de generación de 10MWh.

⁵ Administrado por la Secretaría de Energía.

⁶ Sistema de Información de Energía, 2015

4.- CENTRAL GEOTERMOELÉCTRICA HUMEROS

La Central Geotermoeléctrica Humeros pertenece a la Empresa Subsidiaria VI; geográficamente se ubica sobre una cámara magmática formada por una gran estructura volcánica de aproximadamente 21 km de diámetro en una de las zonas geotérmicas más importantes del país. Este yacimiento se encuentra en el municipio de Chignautla en el estado de Puebla.

En este yacimiento geotérmico se han realizado varias perforaciones para el aprovechamiento de vapor del subsuelo. Al día de hoy se encuentran activas 3 Unidades (U3, U6 y U8) del tipo contrapresión con una capacidad bruta individual de 5.0 MW y 3 Unidades (U9, U10 y U11) con condensador de contacto directo con una capacidad bruta individual de 26.5 MW; es decir, Humeros cuenta con una capacidad instalada de 94.5 MW. La energía que se produce en esta central geotermoeléctrica se distribuye en la zona de Libres, Zacapoaxtla y Teziutlán Puebla.

En la figura 3 se muestran unidades tipo boca de pozo y con condensador.



Figura 3.- Central geotermoeléctrica Humeros. Unidad a boca de pozo de 5MW (Izquierda) y unidad con condensador de 26.5 MW (Derecha).

4.1.- Unidades a contrapresión o boca de pozo.

Las unidades a contrapresión o boca de pozo son las más sencillas y se usan principalmente en campos donde el suministro de vapor del yacimiento está a prueba; generalmente durante los primeros 5 años de producción del campo. En la figura 4 se muestra el ciclo de trabajo y principales componentes de este tipo de unidades.

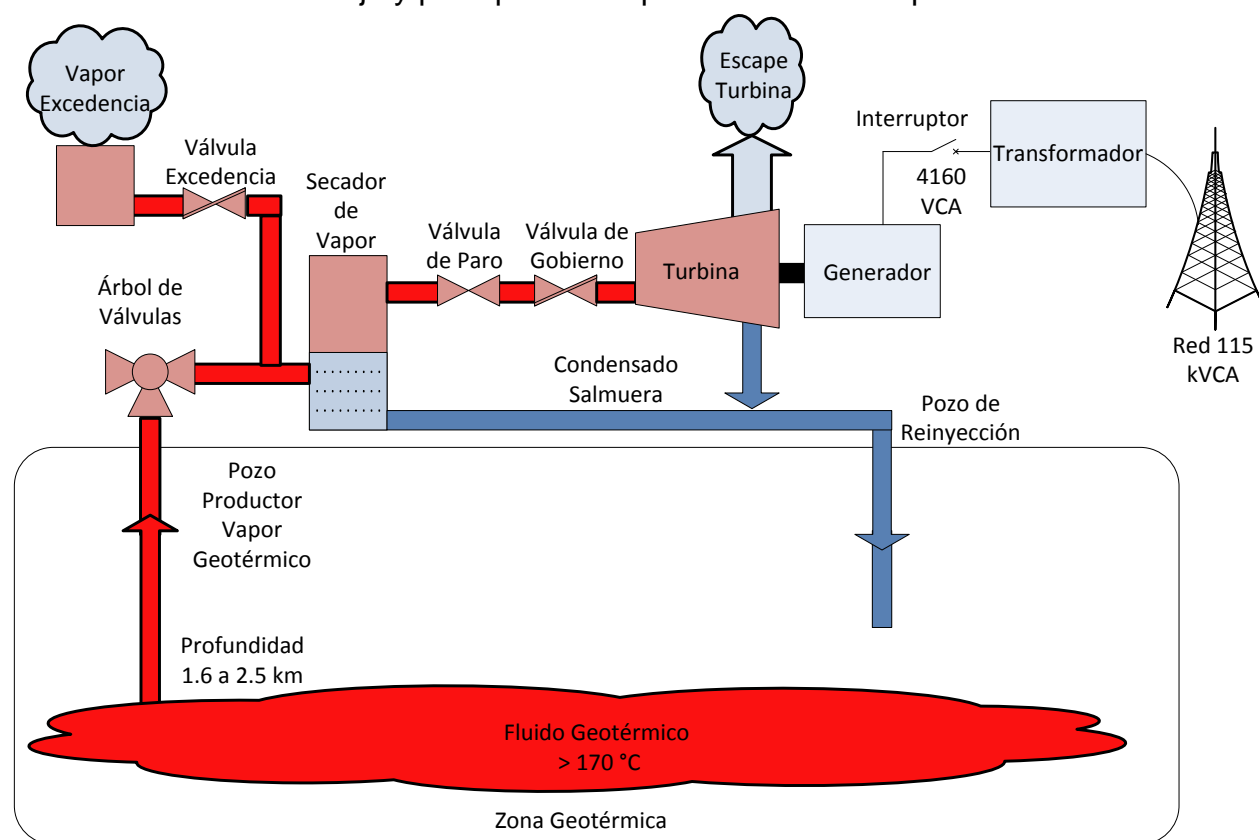


Figura 4.- Principales componentes de una planta geotermoeléctrica de tipo "contrapresión".

El vapor extraído del pozo es regulado en presión mediante el lazo de control de presión del sistema de excedencia el cual mantiene la presión a un valor de 8.5 Bar.

Una vez regulado en presión pasa por un separador de vapor centrífugo cuya función es mejorar la calidad del vapor. Después de salir del secador, el vapor es dirigido a la turbina pasando a través de dos válvulas, la primera de ellas, la válvula de paro permanece abierta en el funcionamiento normal y se cierra cuando por protección de la unidad es necesario detener el flujo de vapor hacia la turbina (disparo de unidad). La segunda válvula llamada válvula de gobierno regula el flujo de vapor hacia la turbina haciéndola girar a 5600 revoluciones por minuto (r.p.m.).

El acoplamiento entre turbina y generador viene dado por un reductor relación 3.11 a 1 haciendo girar el rotor del generador a 1800 r.p.m., la potencia bruta es de 5.0 MW y la potencia neta es de 4.75 MW con una tensión de 4160 volts de corriente alterna (VCA).

La unión entre el generador y el transformador es mediante un interruptor que en caso de falla tiene la función de abrir el bus y aislar al generador de la red eléctrica; el interruptor es de 3 fases con cámara de extinción del arco eléctrico llena de SF₆ (Hexafloruro de Azufre). El transformador eleva el voltaje de salida del generador de 4,160VCA a 115,000 VCA.

El vapor después de hacer girar la turbina es liberado a la atmosfera, el condensado o salmuera resultante de los silenciadores del sistema de excedencia, secador de vapor, drenes de turbina y escape de turbina es dirigido a pozos de reinyección para así ayudar a mantener el acuífero de fluido geotérmico en el campo. En este tipo de unidades se utilizan aproximadamente 65 Ton/h de vapor geotérmico para producir 4.75 MWh de energía neta.

4.2.- Unidades con condensador

Las unidades con condensador de contacto directo son la versión optimizada de las tipo “contrapresión”, ya que mejoran notablemente la eficiencia en relación al consumo de vapor y la energía eléctrica generada, como desventaja se tiene que la inversión inicial es mucho mayor esto debido a la gran cantidad de equipos auxiliares y la necesidad de un sistema de control y monitoreo mucho más robusto.

El vapor geotérmico es regulado a una presión de 7.75 bar mediante el lazo de control de presión de excedencia usando como elemento final un sistema dual de válvulas donde una maneja el 25% de flujo y la otra de mayor capacidad maneja el 75% de flujo.

Una vez acondicionado en presión, el vapor geotérmico pasa a un secador de vapor para disminuir su humedad a un valor menor del 1%, es decir una calidad de vapor de arriba del 99%. El siguiente paso es filtrar el vapor para retener sólidos disueltos y así evitar daños al primer paso de turbina.

Después el vapor se hace pasar por la válvula de paro y la válvula de gobierno la primera cerrará el paso de vapor hacia la turbina en caso de una falla grave (disparo de turbina) y la segunda se encargará de regular el flujo de vapor hacia la turbina para mantener constante la velocidad del conjunto turbina-generador a 3600 r.p.m. y generar la potencia eléctrica solicitada desde el sistema de control.

En la figura 5 se muestran el ciclo de trabajo y principales componentes de este tipo de unidades.

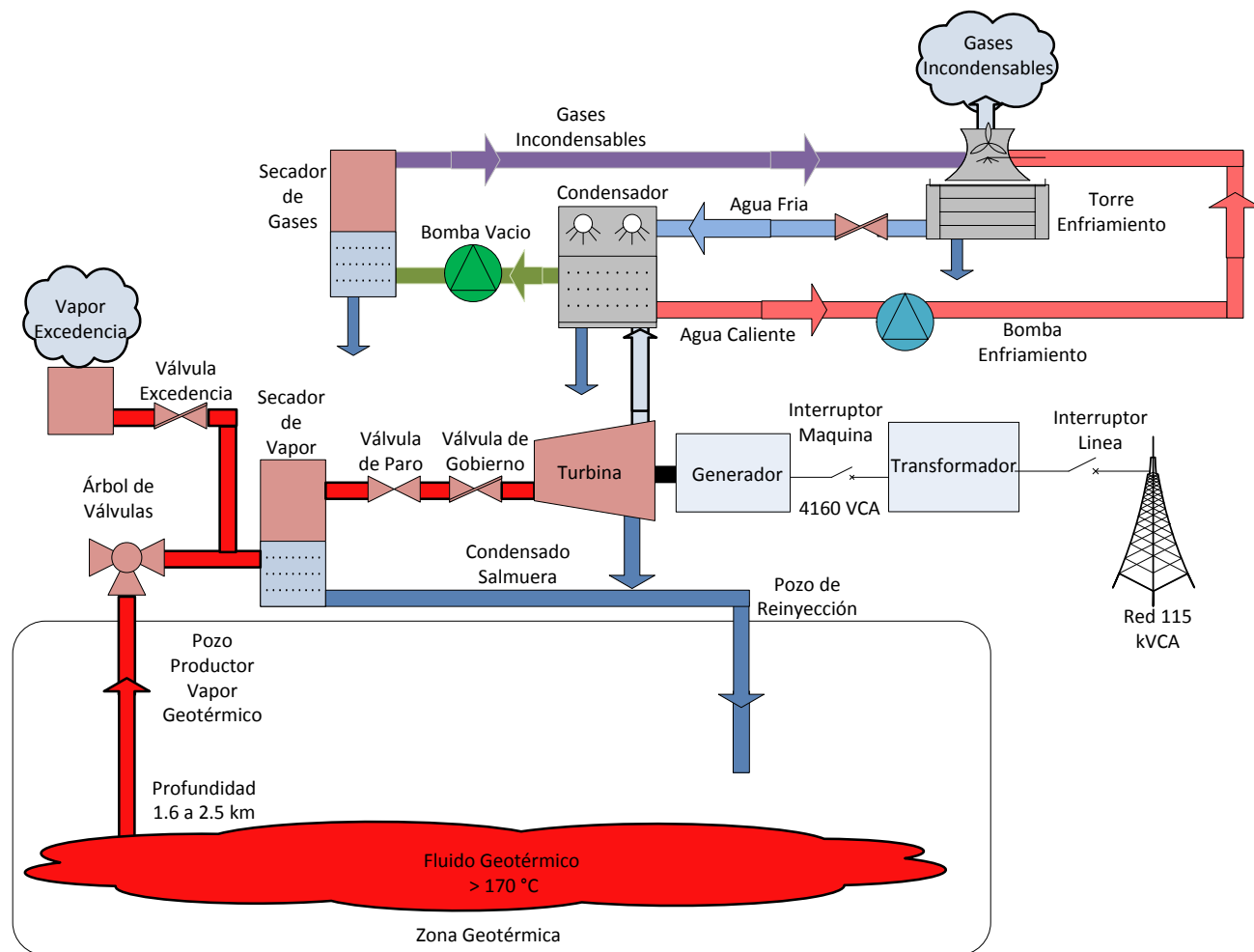


Figura 5.- Principales componentes de una planta geotermoeléctrica tipo condensador.

El generador eléctrico puede proveer al sistema hasta 26.5 MW a una tensión de 13,800 VCA. Para su protección eléctrica, la unidad cuenta con un interruptor de máquina que, en caso de perturbación del sistema eléctrico propio, aislará al generador del transformador, este interruptor es trifásico con una cámara de extinción de arco llena de SF₆.

El transformador elevará la tensión del generador de 13.8 kVCA a 115 kVCA. En caso de existir una perturbación en la línea de 115kVCA el interruptor de línea abrirá el bus para proteger a la unidad; a este caso se le conoce como generación en “modo isla” ya que la energía que entrega el generador se ajusta para producir solo la energía necesaria para alimentar los equipos esenciales para mantener operando la central.

Una vez que el vapor geotérmico ha hecho girar la turbina, es dirigido hacia el condensador, este equipo se encuentra sometido a una presión absoluta de 70 mbar, este vacío es producido por las bombas de vacío que están ligadas al sistema de extracción de gases incondensables.

Para mantener la eficiencia del condensador es necesario mantener baja su temperatura, para esto se emplean un par de bombas de circulación de agua llamadas bombas de enfriamiento principal que se encargan de extraer el agua que se encuentra dentro del condensador a la parte alta de la torre de enfriamiento.

La torre de enfriamiento es del tipo tiro inducido y cumple con dos funciones principales:

- La primera función es disminuir la temperatura del agua que circula en ella; el enfriamiento promedio del agua que entra respecto al agua que sale debe ser de 18 °C.
- La segunda función es llevar la descarga de los gases incondensables (en su mayoría formados por gases de azufre y CO₂) a la parte más alta de la torre para así puedan ser expulsados a la atmósfera de la forma más segura posible.

4.3.- División laboral por área de especialidad.

La Central Geotermoeléctrica Humeros en cuanto a sus actividades se encuentra dividida en dos grandes áreas:

- El área operativa.
- El área de mantenimiento.

Como punto importante a señalar, más del 80% del personal cuenta con estudios de ingeniería.

4.3.1.- Área operativa

El personal de esta área se encarga del monitoreo y ajuste de parámetros en los sistemas de las diferentes unidades de generación de electricidad; además de reportar anomalías detectadas durante sus labores.

El personal de operación está dividido en 3 turnos de 8 horas, ya que la empresa precisa que exista personal presente en las unidades generadoras las 24 horas del día, todos los días del año.

4.3.2.- Área de mantenimiento

El área de mantenimiento se encarga de conservar el correcto funcionamiento de todos los componentes que intervienen en el proceso de generación eléctrica dentro de la planta, esto mediante programas de mantenimiento preventivo, predictivo y de ser el caso, correctivo.

La jornada laboral es de lunes a viernes, salvo en mantenimientos programados o en los casos en que ocurra alguna falla crítica, la cual debe ser atendida inmediatamente. En casos de falla que ponga en riesgo un equipo o la generación de energía, el personal debe de estar disponible para su atención sin importar la hora, y el día del año.

El área de mantenimiento está dividida en 3 áreas de especialidad:

- Área **mecánica**.
- Área **eléctrica**.
- Área de **instrumentación & control**.

4.3.2.1.- Área mecánica

Esta área se encarga de la reposición de químicos y aceite para sistema de lubricación y control, mantenimiento, alineación, balanceo, maniobras de montaje y desmontaje.

Modificaciones a equipos como son: bombas, filtros, válvulas, así como el desmontaje y montaje de las turbinas de vapor, diafragmas y carcasas.

Por otro lado se encarga de realizar mantenimientos rutinarios basados en la toma de vibraciones en los equipos rotatorios principales con el fin de detectar anomalías como desgastes en chumaceras, exceso o falta de lubricación, entre otras.

4.3.2.2.- Área eléctrica

Esta área se encarga del mantenimiento y pruebas eléctricas de motores, generadores, buses de media y alta tensión así como relevadores electrónicos de protección. Algunas de las pruebas que realizan son: pruebas de resistencia de aislamiento, resistencia de contactos, factor de potencia, descargas parciales, entre otras.

Dentro de sus funciones se encuentra la verificación de disparos secuenciales y de protecciones de acuerdo a la matriz de disparos específica para cada equipo eléctrico.

4.3.2.3.- Área instrumentación & control

Esta área (en la cual yo laboro) se subdivide en dos; por la parte de **Instrumentación** se encarga de:

- **Mantenimiento, calibración y configuración** de la instrumentación local y remota que monitorea las variables de proceso (presión, nivel, flujo, temperatura y vibración) de la central,
- **Revisión y ajuste de posicionadores** utilizados en las válvulas con actuador neumático, hidráulico y eléctrico.

Por la parte de **Control** se encarga de:

- Apoyar al Departamento de Operación en el **diagnóstico de fallas**.
- En cada puesta en servicio de unidad, se solicita personal especializado para verificar y, en su caso, **intervenir los diagramas lógicos de control** con el fin de disminuir el tiempo de no generación.
- **Mantenimiento, intervención y configuración** para remplazo o mejora de los sistemas de la central esto incluye celdas de control, servidores, anillos de comunicación, HMI, y estaciones de ingeniería.

4.4.- Funciones en mi puesto de trabajo

Gracias a los conocimientos y las habilidades adquiridos durante mi formación como Ingeniero Eléctrico Electrónico en la Facultad de Ingeniería, además de mi experiencia como Ingeniero de Proyecto durante la etapa de construcción y puesta en servicio de la planta, me han permitido, desde hace más de 6 años, desempeñarme profesionalmente en la empresa como Técnico Superior en Instrumentación y Control; donde mis principales actividades son:

- Análisis de falla, presentación de propuestas de corrección y ejecución de soluciones en eventos relacionados con el sistema de monitoreo, control y protecciones de la planta.
- Identificación, revisión y corrección de diagramas lógicos de control en el sistema de monitoreo y automatización ALSPA.
- Revisión, corrección, propuesta y ejecución de mejoras en la red de instrumentación industrial Foundation Fieldbus.

- Revisión, calibración y configuración de instrumentación industrial con protocolos FieldBus, HART, 4-20 mA y sistemas con comunicación Modbus y DNP3.
- Revisión, calibración y configuración de posicionadores neumáticos y eléctricos.
- Revisión y puesta en marcha de equipo del sistema de control de la planta.

5.- ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CENTRAL HUMEROS

En este capítulo describo la arquitectura del sistema de control instalado en la Central Humeros; aunque me enfoco en la U10, este trabajo aplica también para las U09 y U11.

Describiré la situación en la que se encontraba la planta, así como las acciones que emprendí para disminuir las pérdidas económicas por indisponibilidad, mejorando índices como tiempo de atención a fallas y disminución de recurrencia de las mismas.

5.1.- Antecedentes

A raíz del crecimiento de la Central Humeros, con la construcción y puesta en servicio de las unidades de 25MW tipo condensador, se incorporó un nuevo sistema de control formado por dos sistemas principales, estos fueron:

- ALSPA de ALSTOM.
- DeltaV de Emerson.

Ambos sistemas presentaron un avance tecnológico al incorporar sistemas de control distribuido, controladores multifunción y lazos dedicados de control PID, protecciones de proceso y redes industriales de instrumentación Inteligente (FFB).

A pesar de todas las prestaciones del sistema de control moderno, se presentaron anomalías y fallas que al tratarse de equipos nuevos para el personal, factores como la falta de experiencia, la poca documentación existente y la poca capacitación recibida⁷ obligó al personal directivo a contratar asistencia de personal ajeno a la central, lo cual implicó un incremento en los siguientes rubros:

- Costo por el servicio.
- Penalizaciones por fallo/decremento.

⁷ La capacitación contenía solo la explicación de conceptos básicos de proceso y una descripción general del sistema, aspectos como resolución de fallas y procedimientos de atención no fueron proporcionados.

- Pérdidas por la energía no generada durante el tiempo en que se atendía la falla.

Mi ingreso a la Central Humeros como personal de mantenimiento se dio justo en esta etapa de crecimiento, gracias a la experiencia obtenida en mi trabajo anterior y teniendo como objetivo disminuir la dependencia existente de personal externo así como evitar la recurrencia de fallas; decidí recopilar y analizar por mi cuenta la información disponible, consultando a ingenieros con los cuales mantenía comunicación desde la etapa de puesta en servicio, así como documentar los hallazgos encontrados en cada falla.

Una vez que recopilé, analicé y comprendí la información, el siguiente paso fue transmitir a mi equipo de trabajo la necesidad de aprender a usar las herramientas de hardware y software disponibles y que aún no eran explotadas.

Como resultado de esta recopilación de información y a solicitud de la empresa elaboré un manual con el fin de impartir un curso de capacitación interna dirigido al personal del Departamento.

A continuación describo una versión abreviada de dicho manual, para posteriormente enfocarme en los casos atendidos, mencionando los ahorros económicos que, gracias a mis aportaciones ha tenido la Central Humeros.

5.2.- Descripción del sistema de control

El sistema de control ALSPA proporciona las herramientas necesarias para la configuración del hardware, programación de diagramas lógicos, compilación y descarga de código en los controladores multifunción de los **Sistemas de control distribuido (DCS)** y **Control de turbina-generador (TGC)** de la planta. Asimismo, cuenta con un HMI para monitoreo y supervisión del proceso en tiempo real, además de contar con la historia de eventos, alarmas y tendencias de las principales variables del proceso.

Después de haber analizado la configuración existente en la Estación de Ingeniería realicé mi propia división del sistema de control en 3 grandes grupos. Estos son:

- **TGC:** El TGC o Controlador de turbina-generador es el encargado de supervisar los canales de protección de turbina. Realiza la adquisición de datos y manipula los elementos finales de control para mantener en condiciones estables el sistema de aceite de lubricación, aceite de control y seguridad, así como regular el vapor de admisión a turbina. Además de estar enlazado al sistema de excitación del generador y al supervisorio de vibraciones del conjunto turbina-generador.

- **DCS:** El DCS o Sistema de control distribuido es el encargado de realizar la adquisición de datos y manipular los elementos finales de control para mantener en condiciones estables los sistemas de vapor principal, enfriamiento principal, enfriamiento auxiliar, vacío, purgas, aire de instrumentos, aire de servicios y monitoreo ambiental, todo ello monitoreando y regulando presión, temperatura, nivel, flujo y vibraciones.
- **Servidores:** Los Servidores son computadoras con componentes de construcción más robusta de mayor durabilidad y confiabilidad sus funciones principales son:
 - Crear y administrar la base de datos con los valores obtenidos y enviados del proceso hacia las HMI (mediante el uso de mímicos); es decir, la asignación de la identificación a las señales del sistema de control.
 - El almacenamiento de eventos, alarmas y tendencias de todas las señales monitoreadas.
 - Gestionar y conformar el envío y recepción de parámetros de interés entre la Central y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
 - **Mediante la Estación de Ingeniería,** la creación y modificación de configuración de hardware, diagramas lógicos de control así como la generación de código para su posterior carga en los diferentes CPU del sistema de control.

Tanto el DCS como el TGC cuentan con controladores multifunción del tipo MFC3000, para más información consultar el anexo 1.

La asignación de identificación rápida de controladores se muestra en la tabla 2.

Controlador / Unidad	U09	U10	U11
Servicios Eléctricos	U91	U101	U111
Servicios Balance de Planta	U92	U102	U112
Control de Turbina Generador	U93	U103	U113
Gateway Sistemas Modbus	U94	U104	U111/U112

Tabla 2.- Código de identificación en arquitectura.

A modo de bloques se muestra la conexión entre DCS, TGC y Servidores en la figura 6:

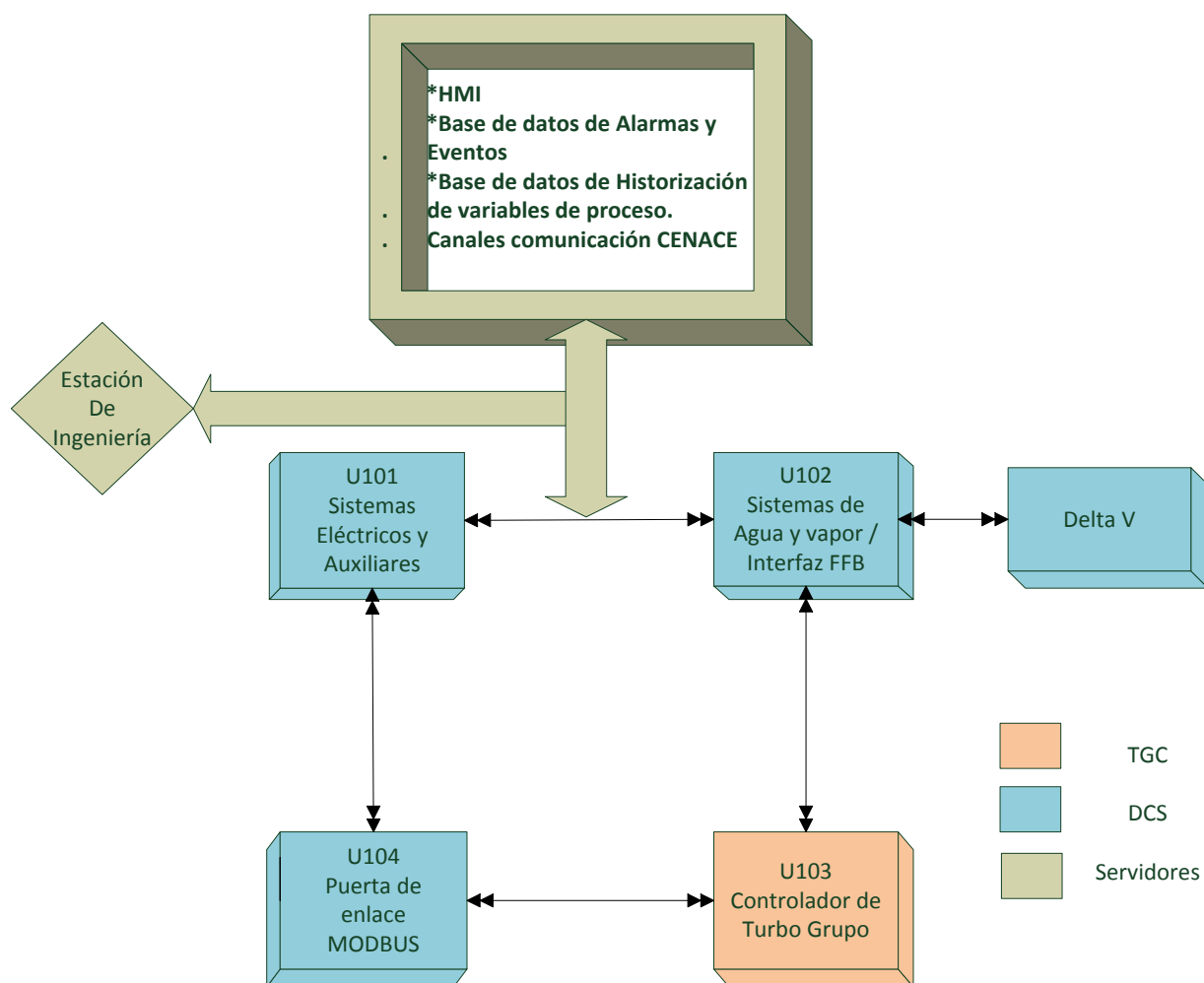


Figura 6.- Arquitectura general de sistema de control U10 ALSPA.

En los subtemas 5.3, 5.4 y 5.5 se hablará a detalle de las funciones de estos grupos.

5.3.- Sistema de control distribuido DCS

El Sistema de control distribuido (DCS), se encuentra formado por 3 controladores cabeza de celda modelo MFC3000 y un controlador auxiliar del sistema de control y adquisición de datos DeltaV Serie. Estos equipos se describen a continuación:

- El controlador U101 tipo redundante, es el encargado de monitorear el sistema eléctrico de la planta

- El controlador U102 tipo redundante, es el encargado del control de motores del bus de 4.16kV así como de la administración de la información del sistema **DeltaV** a través del controlador auxiliar.
- El controlador U104 tipo Standalone, funge como puerta de enlace entre los sistemas con comunicación Modbus y el sistema ALSPA.

Los siguientes equipos paquete están vinculados al DCS a través de Modbus TCP/IP, DNP3.0 sobre TCP/IP. La comunicación es bidireccional; es decir, es posible recibir información de los equipos paquete al DCS así como enviar mandos del DCS a los equipos. Los equipos mencionados son:

- Sistemas químicos (dosificación, muestreo).
- Sistema de suministro de aire comprimido.
- HVAC (Servicio de climatización de áreas con equipo electrónico).
- Detección y extinción de incendios.
- Panel de protección control y medición de parámetros eléctricos TPCyM.
- El sistema DeltaV monitorea y controla toda la instrumentación de campo así como los principales lazos de control de nivel y presión de la planta. Se comunica vía Modbus con el controlador U102.
- Comunicación al CENACE.

5.3.1.- Sistema de Control DeltaV

Para monitorear y controlar la gran cantidad de instrumentación y elementos finales de control (alrededor de 80 por Unidad), el DCS utiliza un sistema auxiliar especializado del proveedor Emerson que lleva por nombre DeltaV.

El Sistema DeltaV por sí mismo cuenta con la capacidad para llevar el control de los procesos además de generar las pantallas de interfaz (mímicos) para su correcto monitoreo, control e historia. Sin embargo, en nuestra arquitectura es utilizado como parte del Sistema de Control Distribuido para manejar la instrumentación y gran parte de los lazos de control de los ciclos de agua y vapor; como se ve en la figura 6, la integración de esta suite al sistema ALSPA es mediante el controlador U112 siendo el enlace mediante una comunicación MODBUS TCP/IP redundante.

A diferencia de la arquitectura del sistema ALSPA HMI donde se tienen servidores dedicados para cada función, en el sistema DeltaV instalado solo se cuenta con un servidor multipropósito. Las funciones que en conjunto componen la estación de ingeniería son las siguientes:

- A) DeltaV Explorer
- B) DeltaV Professional Studio

5.3.2.- DeltaV Explorer

Usando la función “Explorer” podemos acceder al contenido tanto en hardware como en software de todo el sistema DeltaV, nos permite obtener un diagnóstico rápido del sistema mediante la herramienta “Diagnostic”; acceder al menú de comisionamiento y decomisionamiento para poder eliminar o agregar un nuevo elemento a nuestro sistema (tarjetas I/O y/o transmisor inteligente) así como las opciones de configuración y las lógicas de control cargadas en el proyecto

En la figura 7 se aprecia la ventana de trabajo de este software.

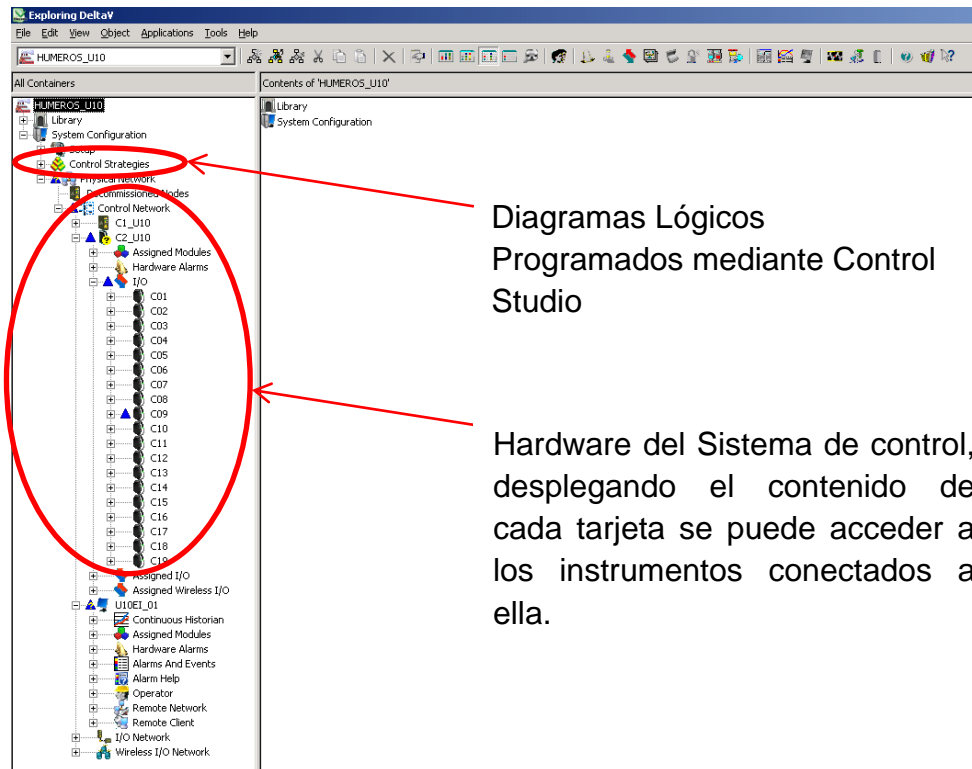


Figura 7.- DeltaV Explorer; arquitectura del sistema de control DeltaV.

5.3.3.- DeltaV Professional Studio

La función “Professional Studio” contiene todas las herramientas de software para realizar mediante programación basada en bloques todo tipo de funciones para tratamiento de señales digitales y analógicas provenientes de la instrumentación de campo mediante transmisores inteligentes así como de las generadas internamente.

Dentro de los bloques especializados se tienen los siguientes:

- Bloques de control PID, tablas de vapor, entropía y entalpía.
- Bloques configurables a necesidad mediante línea de comandos.
- Capacidad de crear bloques configurables mediante línea de código con la finalidad de realizar funciones a medida para el proceso a controlar.

En la figura 8 se muestran las zonas de mayor interés en Control Studio.

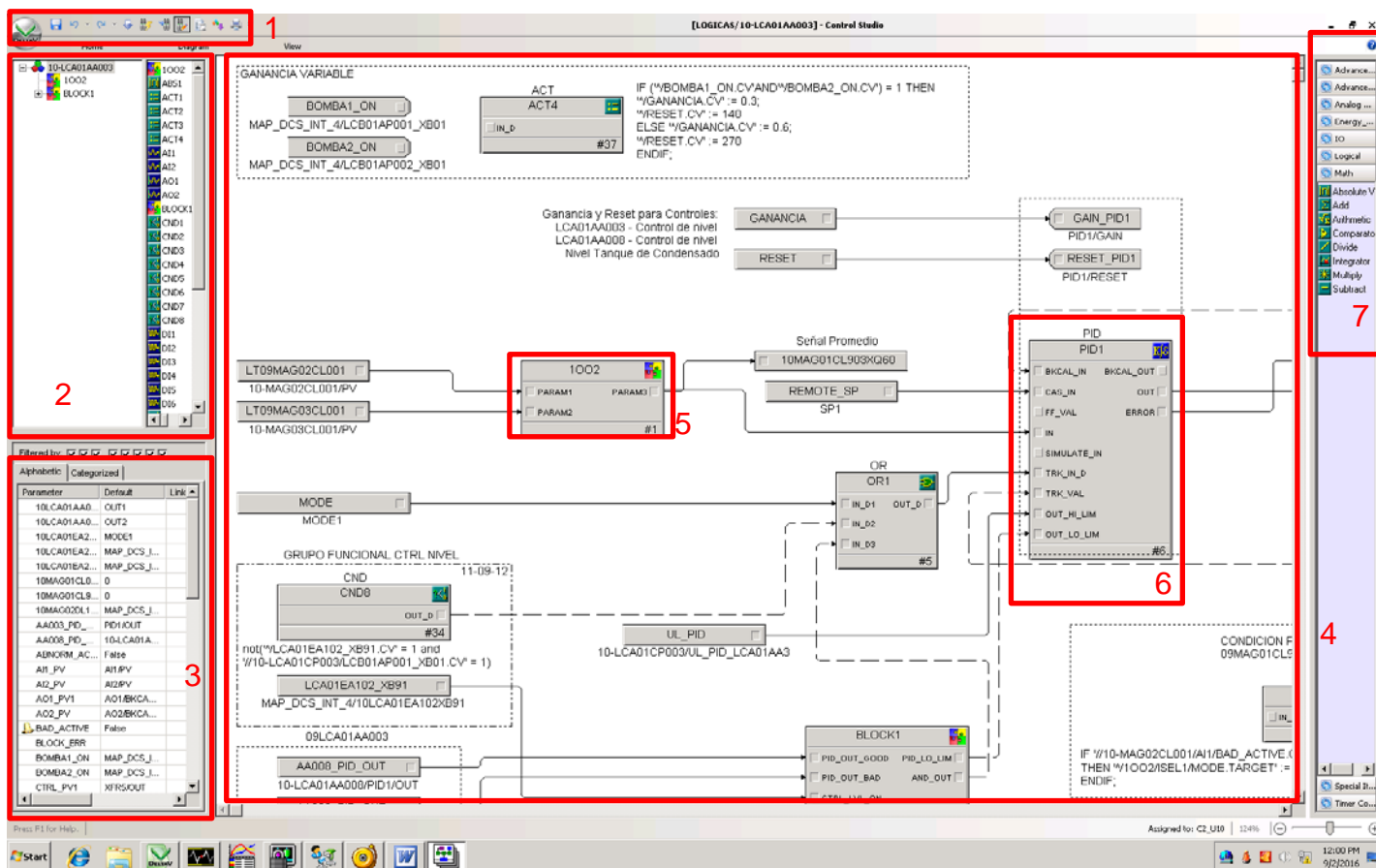


Figura 8.- Área de trabajo Control Studio.

A continuación doy una breve descripción de las partes enumeradas en la figura 8.

1.- Menús de animación.

Aquí se encuentran los menús de edición, guardado e impresión además de las animaciones o modo en línea donde se plasman en el lógico los valores directamente del controlador.

2.- Bloques usados y creados en el Lógico.

En esta área se encuentran los bloques configurables presentes en el lógico además de los bloques de entradas y salidas hacia campo y a otros diagramas.

3.- Propiedades del bloque seleccionado.

En esta ventana se muestran las propiedades del bloque seleccionado en el área de trabajo, las propiedades dependen directamente del tipo de bloque y pueden ser tipo de unidades de las entradas, modo de operación del bloque, rangos de entradas y salidas, bits de activación o desactivación de entradas, entre otros.

4.- Espacio de trabajo.

Es el área donde se colocan los bloques de la caja de herramientas una vez ahí se pueden conectar y configurar de acuerdo a la función del lógico.

5.- Bloque configurable.

En caso de tener un lógico muy extenso se puede dividir en funciones, estos bloques son lógicos que cumplen con una función específica pero solo ocupan el espacio de un bloque más; para acceder a su programación solo se necesita dar clic derecho y elegir la opción "drill down".

6.- Control PID.

Bloque de control configurable entre otros las constantes Proporcional, Integral y Derivativo.

7.- Caja de herramientas con bloques para programación.

En esta ventana se encuentran todos los bloques de programación con que dispone DeltaV Profesional Studio.

5.4.- Control de turbina-generador

El control de turbina-generador se encuentra formado por un controlador redundante cabeza de celda MFC3000 el cual administra toda la información obtenida de los siguientes equipos:

- Bently Nevada 3500: este equipo se encarga del monitoreo de vibraciones radiales, desplazamiento axial y vibraciones sísmicas del conjunto Turbina generador.
- Jaquet 3100: este equipo se encarga de la medición de velocidad así como de activar la protección por sobre velocidad de la turbina.
- CE1000: este equipo cumple la función de tarjetas de adquisición de datos de entradas y salidas tanto analógicas como discretas.
- Conexión Modbus a los equipos: AVR (Regulador Automático de Voltaje) y el Bently Nevada 3500.
- GE Fanuc Rx3i: se encuentran instalados 3 PLC de este modelo, cada uno responsable de la activación de un canal de protecciones.

En la figura 9 se observa el mímico de “Protecciones de turbina”.

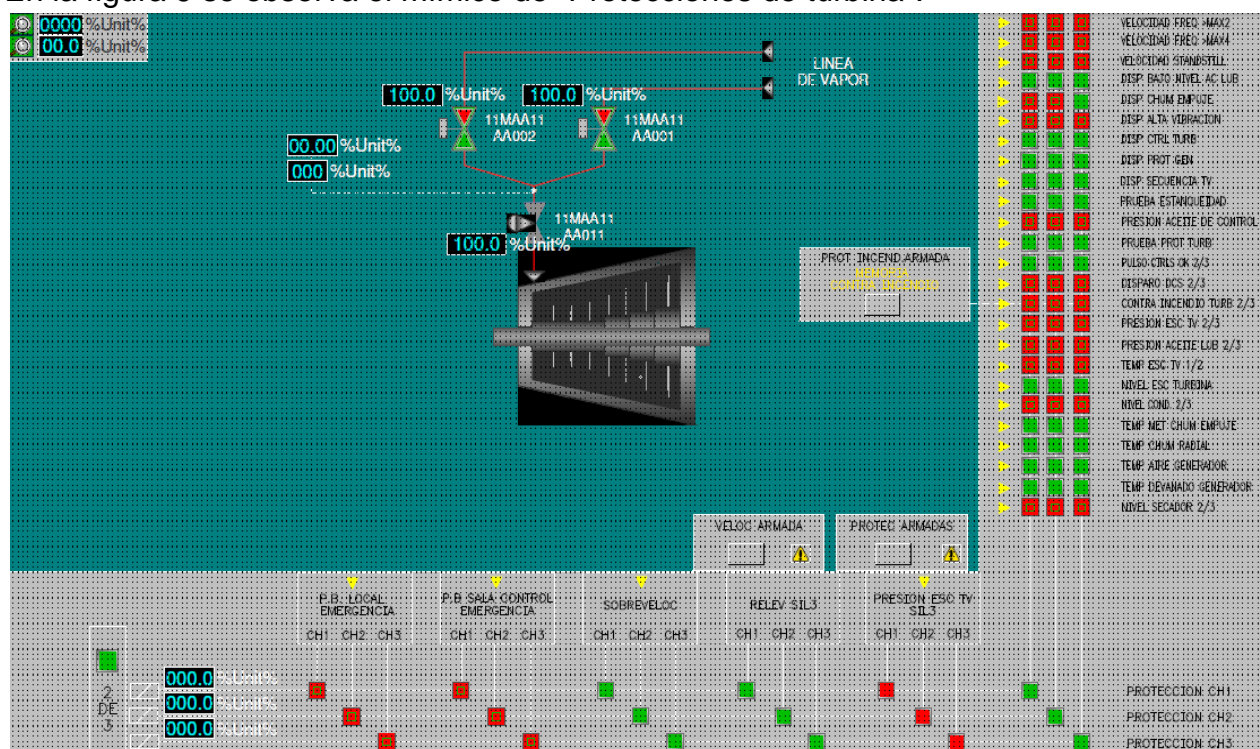


Figura 9.- Mímico “Protecciones de turbina”.

El esquema de protecciones de turbina opera bajo el concepto “2 de 3”, es decir que para cada protección del conjunto turbina – generador, deberá contar con 3 elementos de monitoreo (sensor con transmisor) donde cada instrumento será supervisado por un PLC GE Fanuc independiente.

La activación de una protección específica solo operará si dos de estos tres PLC detectan una condición configurada como “disparo”. Al activarse dos canales, se accionará el disparo del conjunto turbina-generador.

5.5.- Servidores

El Sistema de Control ALSPA cuenta con 6 Servidores dedicados como se aprecia en la figura 10, (la Estación de Ingeniería aunque es un servidor, se tratará a detalle más adelante).

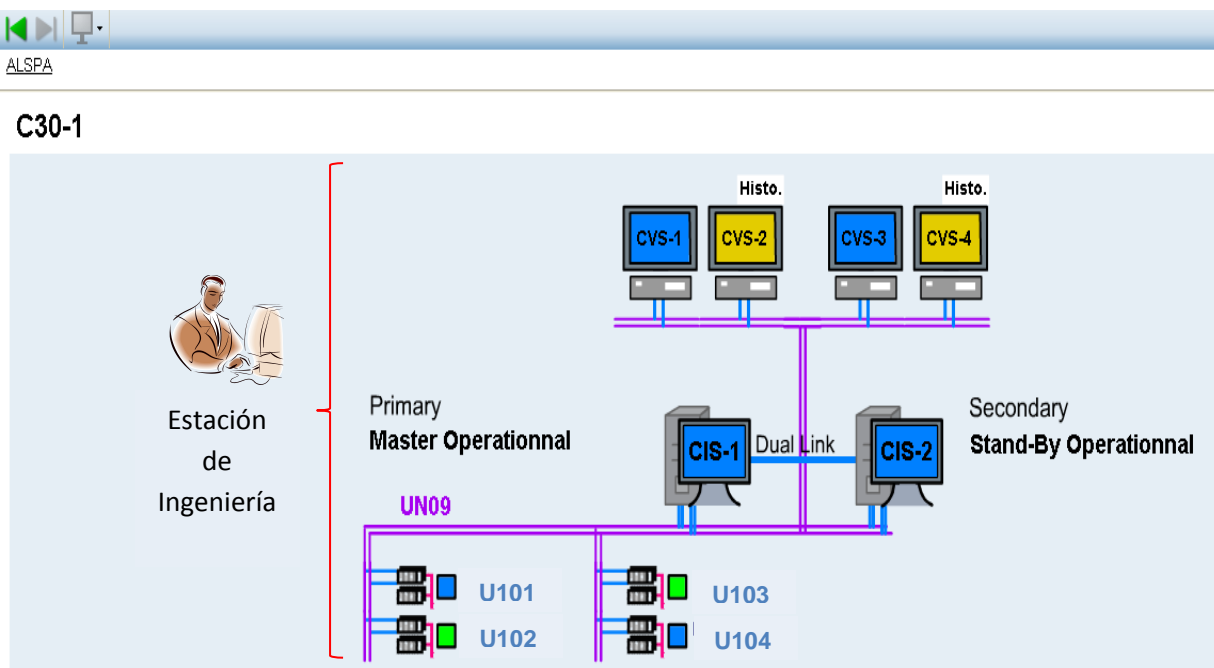


Figura 10.- Servidores que forman el sistema ALSPA HMI.

Las funciones de ellos son las siguientes:

- CVS-1: Canal 1 CENACE y Conversión OPC a IEC104 a DNP3.
- CVS-2: Histórico 1 y Generación de reportes AMS.
- CVS-3: Canal 2 CENACE y Conversión OPC a IEC104 a DNP3.
- CVS-4: Histórico 2 y Generación de reportes AMS.
- CIS-1 y CIS-2: Estos servidores almacenan y propagan la última versión de mímicos, sirve de puente entre la información proveniente de campo (DCS y TGC) y el HMI con las pantallas de monitoreo y control.

Independientemente de las funciones dedicadas, todos los servidores ejecutan el HMI donde se pueden desplegar todos los mímicos de la unidad generadora.

5.6.- ALSPA ControCAD

También llamada Estación de Ingeniería ControCAD o solo Estación de Ingeniería, es un servidor dedicado que contiene las herramientas de software y licencias para poder configurar e intervenir el sistema en su totalidad. Para acceder a ella existen dos formas:

- Acceso directo al Servidor ControCAD.
- Acceso mediante escritorio remoto desde cualquier Servidor de la Unidad.

En ambos casos es necesario entrar con la cuenta de Administrador.

Después de iniciada la sesión estaremos en un ambiente bajo el sistema operativo Windows XP, para iniciar la aplicación “ControCAD” damos doble clic en el icono ubicado en el escritorio.

Una vez abierto el software debemos de elegir la base de datos dependiendo del control que queramos revisar. Existen dos bases de datos:

- 1.- DCS: Controladores U101, U102, U104,
- 2.- TGC Controlador U103

Posterior a identificar y seleccionar la base de datos e ingresar con la cuenta con privilegios de administrador de proyecto, tendremos acceso total a:

- La configuración de hardware de controladores y equipos auxiliares conectados,
- Las librerías de bloques usados en los diagramas lógicos de control,
- Los diagramas lógicos implementados y
- Acceso a la creación o modificación de los diferentes mímicos existentes.

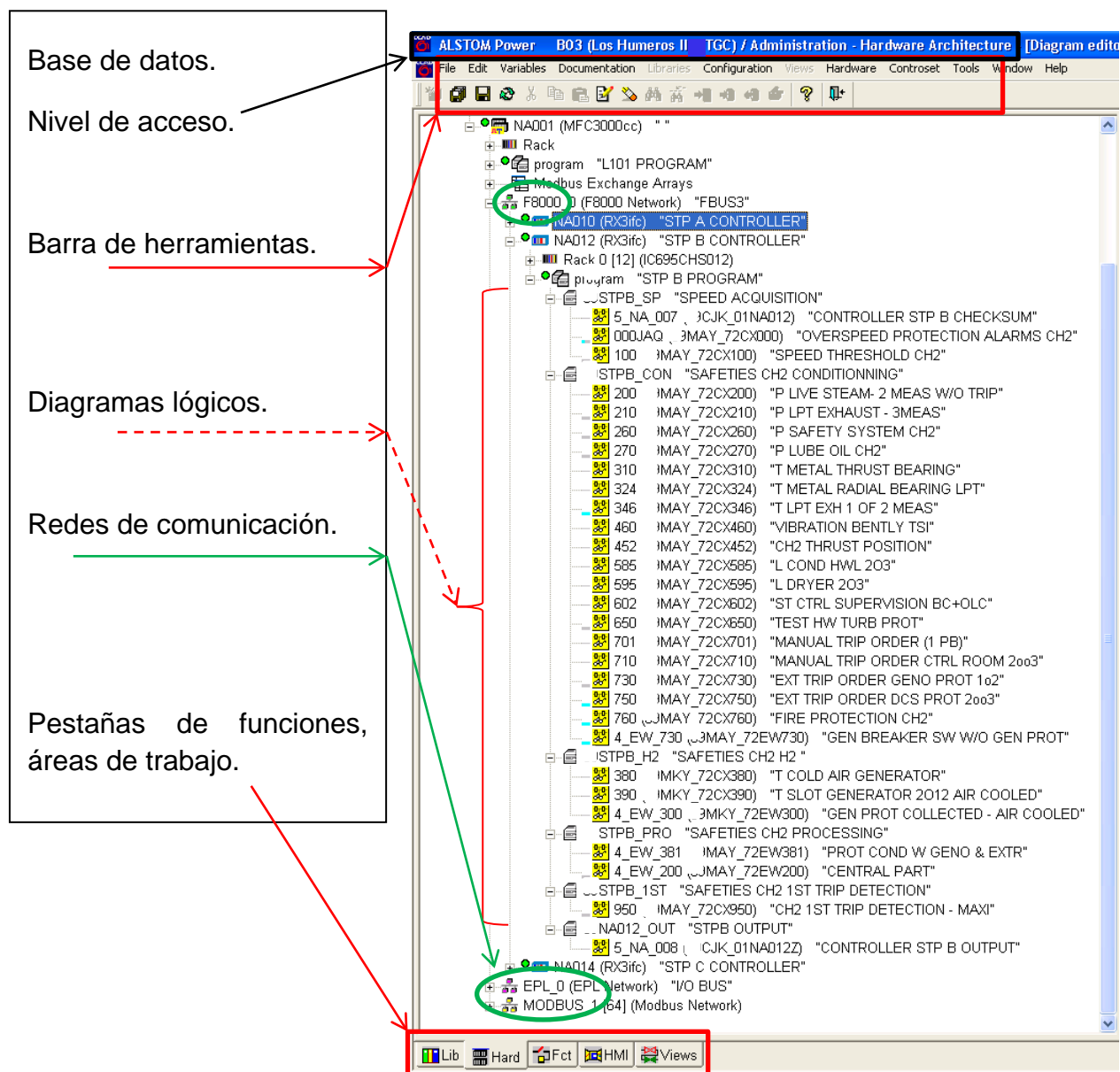


Figura 11.- Vista general de un proyecto abierto desde ControCAD.

Las pestañas de funciones mostradas en la figura 11 forman las 5 áreas de trabajo de todo proyecto, estas son:

- **Pestaña Librería:** Esta área contiene la biblioteca de bloques de funciones utilizables para programar los algoritmos necesarios en los diagramas lógicos. Desde esta pestaña es posible asignar documentos de ayuda a los bloques de funciones.
- **Pestaña Hardware:** Esta área muestra en forma ramificada todos los dispositivos usados en el proyecto y las comunicaciones en forma de redes que se utilizan para el intercambio de información, también se muestran los diagramas lógicos que se ejecutan en cada controlador. Desde esta pestaña se tiene acceso a las herramientas de compilación de código y descarga de modificaciones y configuraciones en la memoria de los controladores.
- **Pestaña Funciones:** Esta área contiene el conjunto de variables y diagramas lógicos usados en el proyecto así como las herramientas para poder modificar, agregar o quitar diagramas.
- **Pestaña HMI:** En esta área se configura la base de datos, se declaran las credenciales de los usuarios junto con el nivel de acceso de cada uno, se configura la función que contendrá cada servidor además de las direcciones de red.
- **Pestaña Vistas:** En esta área se encuentran todos los mímicos de la interfaz hombre máquina del proyecto, se tiene acceso a un editor que permite modificar tanto el mímico como sus propiedades en el HMI adicionalmente cuenta con un verificador de coherencia para minimizar los errores a la hora de asignar las variables de entradas y salidas del proceso a su representación gráfica.

5.6.1.- Búsqueda de diagramas lógicos de control

Existen dos formas de acceder a los diagramas lógicos estas son:

- Desde **ControCAD:** En la “Pestaña Funciones” se puede realizar la búsqueda por variable o por nombre de diagrama.
- Desde el **HMI ALSPA:** Esta es la opción más directa de acceso al diagrama lógico de cualquier variable disponible del sistema se hace dentro del mímico; es requisito haber iniciado sesión con cuenta de Usuario con privilegios de Administrador.

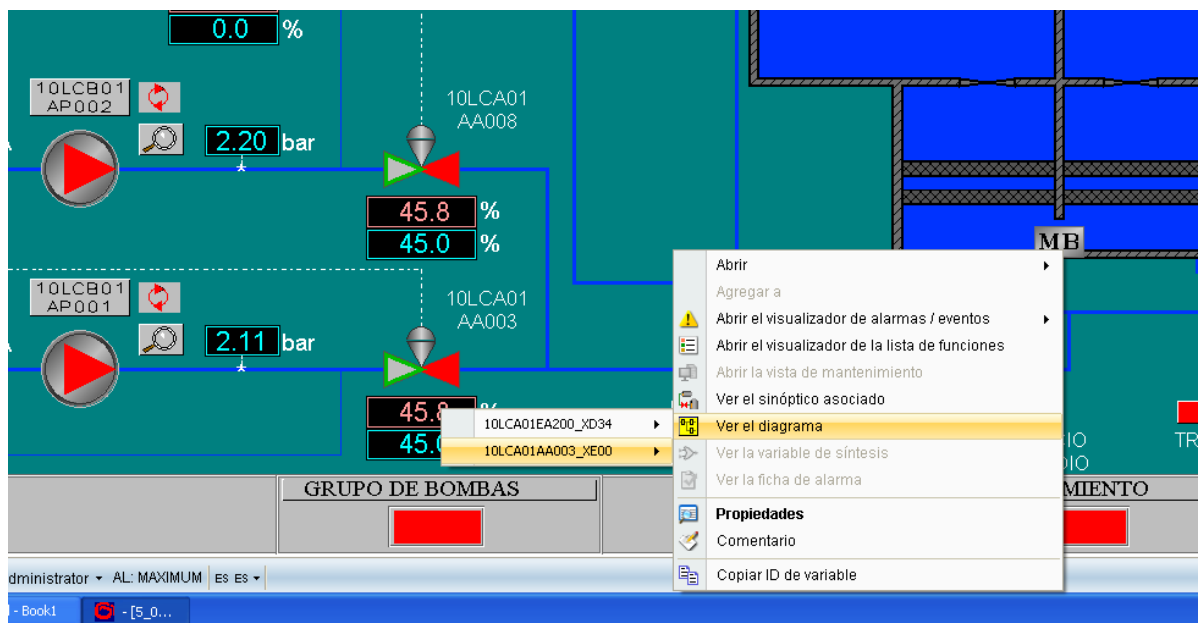


Figura 12.- Menú para acceso a diagramas lógicos.

Como se aprecia en la figura 12 para acceder al diagrama lógico de una variable de interés solo debemos dar clic derecho sobre la misma, ya sea indicador analógico, representación de motor, alarma o evento.

En ambos casos es requisito indispensable contar con permisos de Administrador.

El diagrama lógico además de la programación con bloques de funciones, también nos proporciona información importante, la cual enlisto a continuación:

- Controlador donde se ejecuta el diagrama lógico.
- Tipo de variable (analógica, digital, lectura, mando, señal interna, etc.).
- Origen y destino de la variable así como el nombre de los diagramas donde es usado.
- Datos del hardware (canal de entrada o salida) al que se encuentra ligada cada variable.

5.6.2.- Intervención de diagramas lógicos de control con unidad en operación

Una herramienta sumamente útil para el diagnóstico e intervención del sistema de control es la capacidad de “animar” los diagramas lógicos. Esta animación consiste en leer los valores con los que está trabajando el controlador y plasmarlos en el lógico, así mismo tenemos la posibilidad de cambiar parámetros dentro de los bloques, esto con la finalidad de realizar una modificación temporal y/o realizar el mantenimiento de un equipo.

Las consideraciones previas a la animación y modificación en línea de los lógicos son:

- 1.- Para realizar la animación se deben de tener activados dos procesos que son activados desde la estación de ingeniería, sus accesos directos se encuentran en el escritorio, sus nombres son:

➤ **SDA_IXL**

➤ **SDA_HCT**

- 2.- Al iniciar la animación del diagrama lógico, utilizará los programas mencionados para vincularse al controlador, es importante no animar diagramas lógicos de distintas bases de datos al mismo tiempo.

- 3.- En la ventana del diagrama lógico se debe elegir el controlador “master”. Para seleccionarlo damos clic en el menú “Observation Preferences” y ahí damos clic en “Select controller”. Esta opción solo está disponible en los controladores redundantes.

- 4.- Se debe determinar si la variable a intervenir puede poner en riesgo un equipo o detener el proceso de generación; de ser así, se deben analizar los pasos a seguir y no ejecutarlos hasta haber revisado las posibles consecuencias de la intervención y saber cómo atenderlas.

Esto se realiza analizando junto al responsable en turno del Departamento de Operación si es viable “inhibir” el disparo automático, ya que bajo esta condición, quedaría a cargo de su personal el accionamiento manual de la protección del equipo.

6.- ANÁLISIS DE FALLA Y PROPUESTA DE MEJORA.

Una de las fallas recurrentes en la cual la empresa tuvo que contratar un servicio de atención con personal externo fue el disparo de turbina por causas que no eran evidentes a simple vista, estos disparos eran registrados como protección “DISP CTRL TURB” (Disparo por malfuncionamiento de control de turbina).

La primera unidad donde ocurrieron estos fallos fue en la U09; donde el tiempo transcurrido entre el primer disparo de turbina por esta protección hasta el momento en que fue atendido por el Ingeniero especialista de ALSTOM fueron 5 semanas, de este tiempo, 2 semanas fue el requerido para obtener la autorización y el recurso económico de la Gerencia y las 3 semanas restantes fue el tiempo que solicitó el contratista para poner a su especialista, proveniente de Francia en la central de generación; durante estas 5 semanas se presentaron 9 disparos de turbina por esta causa.

Los costos para la central por la atención de esta falla están concentrados en la tabla 3:

Concepto	Costo Unitario	Costo Total
Disparos de turbina, 9 eventos con 14 horas de indisponibilidad en planta de 25 MW neto.	1600\$/MW.hora Considerando penalización por indisponibilidad.	\$560,000
Costo de servicio de atención por Ingeniero especialista 2 días.	€ 4,000 Tipo de cambio \$18.5= € 1	\$74,000
Costo de movilización y preparación de Ingeniero especialista, Francia-México-Francia.	€ 10,360 Tipo de cambio \$18.5= € 1	\$191,660
Costo de hasta tres días extra de asistencia de Ingeniero especialista en sitio.	€ 1,500 Tipo de cambio \$18.5= € 1	\$27,750
GRAN TOTAL		\$853,410

Tabla 3.- Costos para la Central por atención a disparos por anomalía en control de turbina

6.1- Análisis y corrección de falla

Analizando la información disponible en el servicio de historia de tendencias, eventos y alarmas comencé a enfocar la falla. Con la evidencia obtenida en conjunto con la información y comprensión del sistema de control tuve el sustento para encontrar la falla que ocasionaba los disparos anteriormente presentados; esta fue, una perturbación transitoria en un PIT (Transmisor Indicador de Presión) que monitoreaba la presión de vapor hacia la turbina.

A los pocos meses después del servicio prestado por el personal de ALSTOM en la U09 se presentó un disparo de turbina en la U10 quedando señalado por la misma causa, es decir protección “DISP CTRL TURB” (Disparo por malfuncionamiento de control de turbina); esta fue la oportunidad de probar lo que hasta ese momento había quedado solo en teoría.

El primer paso fue identificar que justo antes de registrarse el evento de disparo ocurriera el fallo del PIT, lo cual efectivamente ocurrió como se muestra en la figura 13.

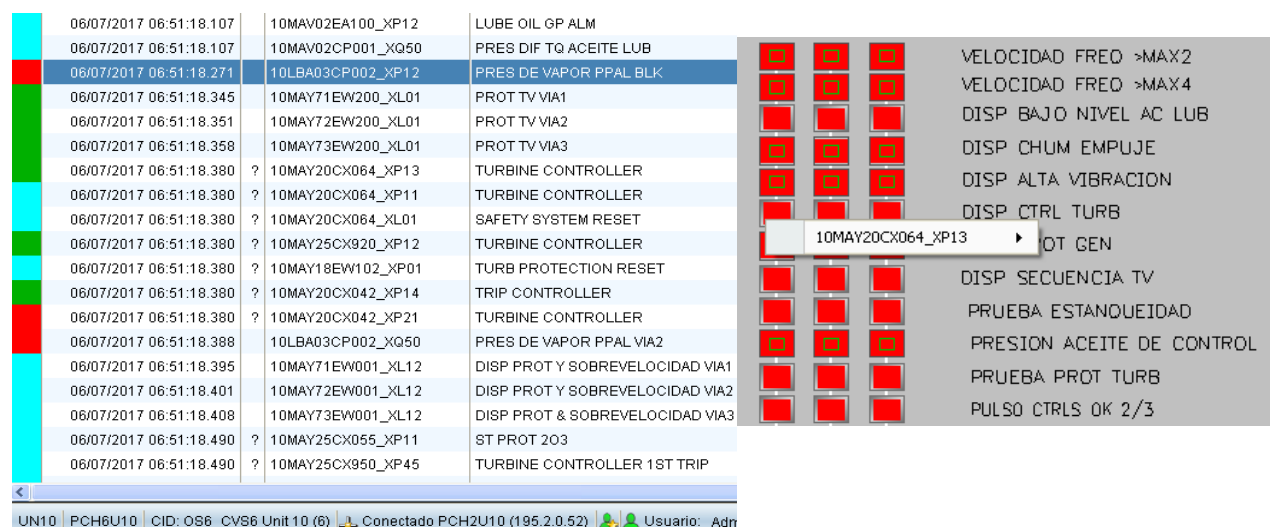


Figura 13.- Eventos en disparo por fallo en control de turbina (izquierda) y Tag asociado a protección “DISP CTRL TURB” (derecha).

En la figura 13 (izquierda) se muestra resaltado en azul la señal 10LBA03CP002_XP12 la cual es asociada a falla en la señal de lectura del PIT 10LBA03CP002; esta falla ocurre 74 milisegundos antes de que la unidad dispare turbina.

La protección de turbina “DISP CTRL TURB” está identificada con el Tag 10MAY20CX064_XP13 (fig. 13 derecha) la cual acciona el paro seguro de turbina mediante los canales de protección asociados a las señales 10MAY71EW200_XL01 (canal 1), 10MAY72EW200_XL01 (canal 2) y 10MAY73EW200_XL01 (canal 3).

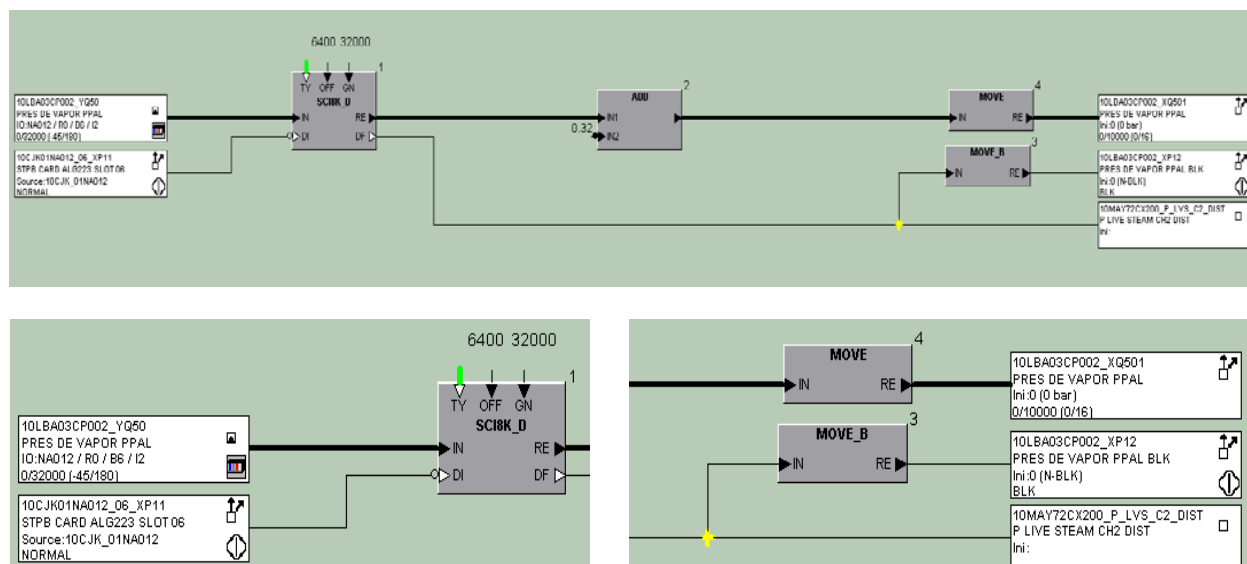


Figura 14.- Diagrama lógico de la señal del PIT 10LBA03CP002.

Como se observa en la figura 14, la señal de campo del PIT 10LBA03CP002 llega al bloque de factor de escala SCI8K_D #1 determinada por los parámetros OFF (valor mínimo) y GN (valor máximo) y entrega una señal de disturbio en la lectura la cual se activa si la señal del PIT sale fuera del rango (4-20mA), o si el bit de supervisión de cableado se activa es decir la señal 10CJK01NA012_06_XP11; cualquiera de estas causas activa la señal de disturbio 10LBA03CP002_XP12 con lo que verificamos que el fallo del PIT o su cableado activa dicha señal.

Con el Tag 10LBA03CP002_XP12 (fallo del PIT 10LBA03CP002), además conociendo que la protección que opero fue “DISP CTRL TURB” con Tag 10MAY20CX064_XP13 y haciendo uso de la estación de ingeniería “ControCAD”, el siguiente paso fue buscar el diagrama lógico para encontrar, interpretar y analizar los motivos que accionaban dicha protección.

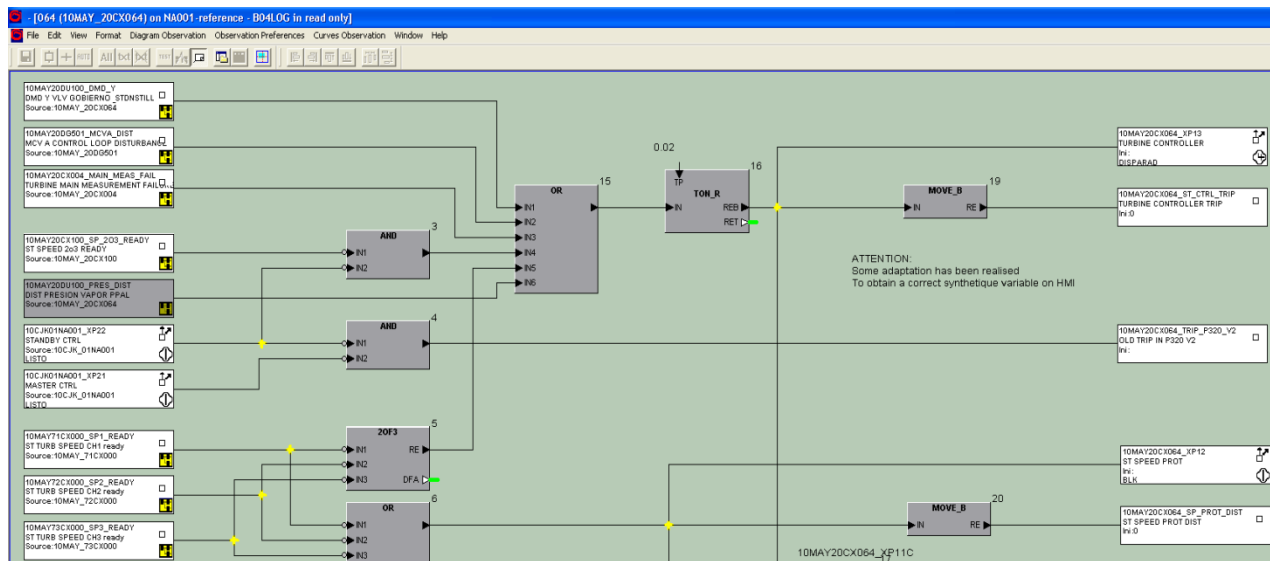


Figura 15.- Diagrama lógico de la protección de turbina “DISP CTRL TURB”.

En la figura 15 se muestra el diagrama lógico comentado; como se aprecia en el mismo, la protección se activa cuando la salida REB del bloque “TON_R # 16” pasa a estado “1” lo cual ocurre cuando su entrada IN recibe un estado “1” por más de 20 milisegundos. La entrada IN pasa ha estado “1” cuando una o más entradas del bloque “OR # 15” pasan a estado “1” respectivamente.

El bloque “OR # 15” cuenta con 6 entradas, estas son:

1. 10MAY20DU100_DMD_Y “Demanda y posición de válvula de gobierno sin variación”
2. 10MAY20DG501_MCVA_DIST “Discrepancia entre posición y demanda de válvula de gobierno”
3. 10MAY20CX004_MAIN_MEAS_FAIL “Falla en lazo de medición de velocidad”
4. 10MAY20CX100_SP_203_READY “Al menos dos canales de medición de velocidad sin fallo” y 10CJK01NA001_XP22 “Controlador en modo *stand-by* listo y sincronizado”.
5. “Al menos 2 mediciones de velocidad sin discrepancia”
6. **10MAY20DU100_PRESS_DIST “Disturbio en medición de presión de vapor principal”**

Al analizar los eventos mostrados en la figura 15, no se encuentra evidencia de ninguna de las 5 primeras causas de activación de la protección; por otro lado, **la causa 6 es consistente con la alarma que apareció en los registros justo antes del disparo de unidad.**

Con la información anterior, el siguiente paso es analizar de donde viene la señal con Tag 10MAY20DU100_PRESS_DIST; por tanto, se localiza y analiza su diagrama lógico.

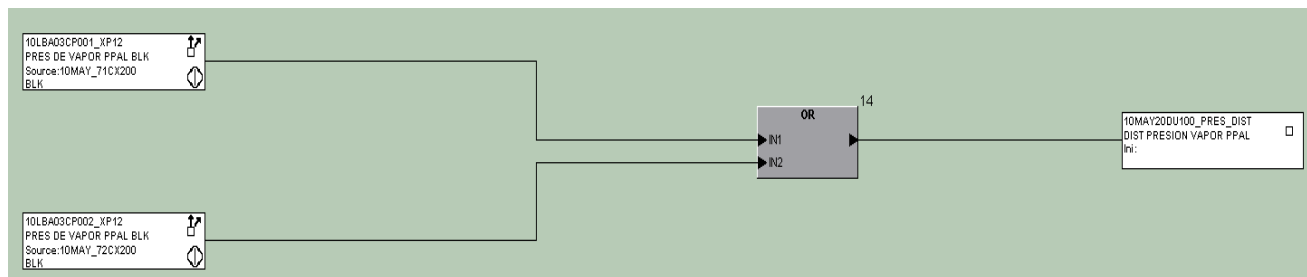


Figura 16.- Diagrama lógico de activación de señal 10MAY20DU100_PRESS_DIST

Como se aprecia en la figura 16, la señal con Tag 10MAY20DU100_PRESS_DIST se activa cuando la salida del bloque “OR #14” pasa a estado “1”, esto ocurre cuando cualquiera de sus dos entradas reciben un estado “1”; estas entradas son:

- 1.- 10LBA03CP001_XP12 “Falla del Transmisor Indicador de Presión (PIT) 10LBA03CP001”.
- 2.- 10LBA03CP002_XP12 “Falla del Transmisor Indicador de Presión (PIT) 10LBA03CP002”.

Recordando que la alarma registrada antes del disparo de turbina fue la ocasionada por la señal 10LBA03CP002_XP12 y de acuerdo al análisis efectuado, se concluye que la activación de la protección “DISP CTRL TURB” ocurrió por un fallo en el lazo de medición del PIT 10LBA03CP002. Con esta evidencia se enfoca el problema al PIT por tanto, comencé una revisión en campo del lazo de medición.

Con ayuda de la estación de ingeniería “ControCAD”, ubiqué en la base de datos del TGC (pestaña “Hardware”), la tarjeta y el canal a donde llega la señal.

Una vez en campo, realicé la desconexión del PIT tomando la medición de tensión eléctrica en la tarjeta, esta dio un valor de 23.8VCD lo cual está dentro de parámetros ya que el bus de alimentación es de 24VCD mientras que los transmisores instalados en el área de turbina admiten un rango de alimentación de 10.5 a 42.4VCD. Imágenes del proceso de revisión se muestran en la figura 17.

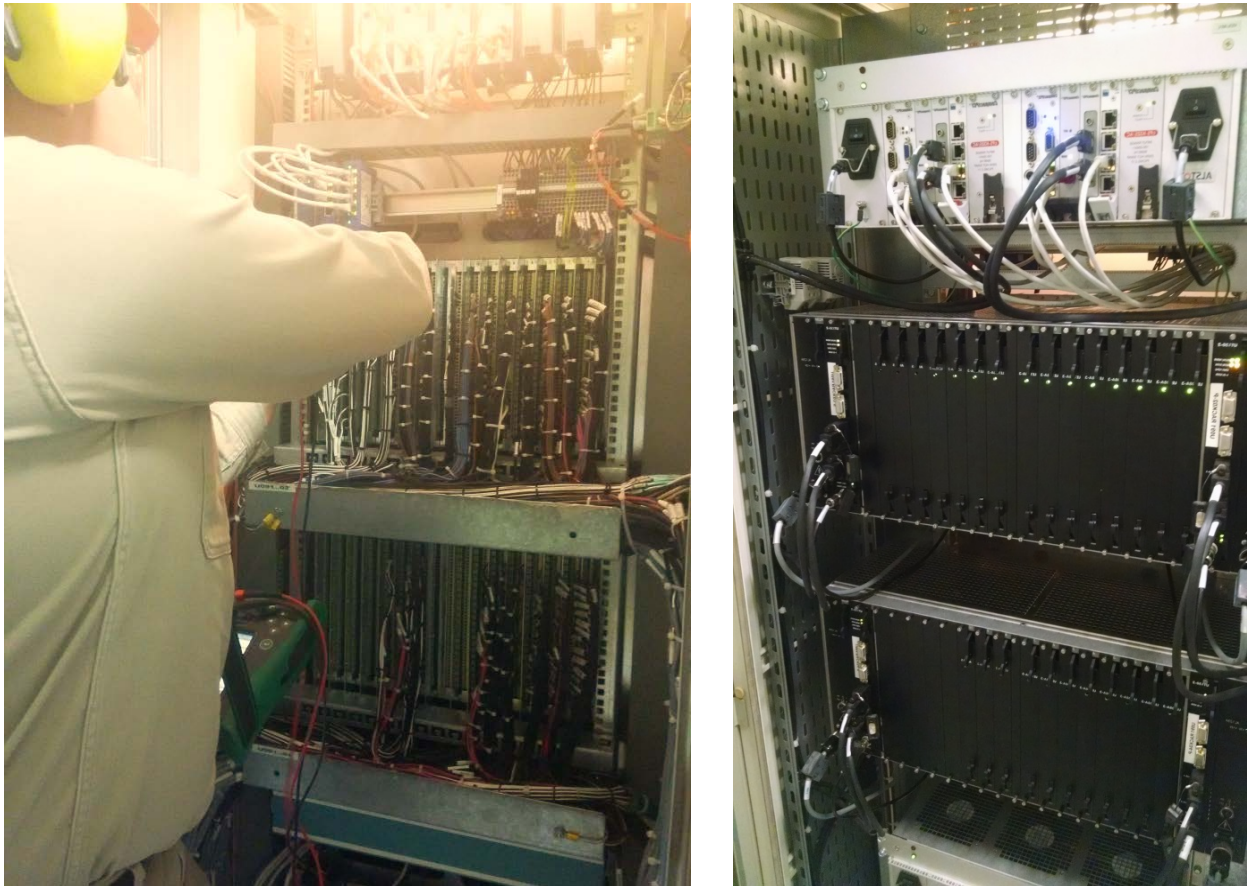


Figura 17.- Revisión de parámetro eléctricos (izquierda) Vista frontal de Controlador TGC (derecha).

Continuando con la revisión, detecté que al conectar el PIT, el voltaje se atenúa presentando una caída en la tensión entregada por el canal al instrumento de 2VCD lo cual basado en la experiencia previa de atención a fallas es indicio de contaminación en el cableado o fallo en tarjeta electrónica del transmisor.

Para verificar el correcto funcionamiento del PIT, realicé la solicitud de licencia para retirarlo y llevarlo al taller con la finalidad de realizar las pruebas con el equipo patrón que disponemos, el cual es un BEAMEX modelo MC6 y un calibrador de procesos FLUKE 754 con sus respectivos módulos para medir presión, los cuales han sido previamente verificados en los laboratorios de metrología acreditados de acuerdo al procedimiento interno de la empresa.

La verificación de la curva de calibración indicó que el PIT se encontraba en perfecto estado con un error relativo menor al 1%. Los equipos usados y el PIT se muestran en la figura 18 (izquierda).



Figura 18.- Revisión del PIT 10LBA03CP002 con apoyo de instrumentos patrón (izquierda). Terminales sulfatadas (Derecha).

Al realizar la inspección en campo se detecta sulfatación de cableado en terminales de la caja de interconexión del PIT 10LBA03CP002 como se muestra en la figura 18 (Derecha), por lo que procedí a cortar el cable en mal estado y colocar casquillos estañados (zapatas) nuevos para proteger el cableado y mejorar la conductividad entre las borneras de las conexiones eléctricas del PIT y el cable mismo.

Una vez hecho esto verifico la tensión en el lado de la tarjeta reduciéndose la caída de tensión a un valor muy similar a los demás canales de medición, alrededor de 22 VCD.

Como medida preventiva realicé las mismas actividades en el lazo de medición del PIT 10LBA03CP001; es decir, verificación de tensión eléctrica en canal de tarjeta dentro del controlador U103 con el PIT conectado y desconectado, verificación en taller de la curva de calibración, para posteriormente dar limpieza al cable y cambio de casquillos estañados (zapatas).

6.2.- Propuesta de mejora en la protección de turbina

Después que efectuar la corrección del problema en campo decidí realizar una propuesta de mejora de la protección “DISP CTRL TURB” cambiando el diagrama lógico que activa la señal con Tag “10MAY20DU100_PRESS_DIST” para que se evitara el disparo de turbina modificando **la condición de activación de la actual:**

- La señal “10MAY20DU100_PRESS_DIST” se activará si existe **un fallo en cualquiera de los dos lazos de medición** tanto en el del PIT 10LBA03CP002 como en el PIT 10LBA03CP001.

A la condición de activación propuesta:

- La señal “10MAY20DU100_PRESS_DIST” se activará solo si se pierde la indicación en ambos instrumentos, es decir que **exista un fallo en ambos lazos de medición** en el PIT 10LBA03CP002 y en el PIT 10LBA03CP001.

Para realizar esta propuesta me basé en el procedimiento interno para realizar Modificaciones Permanentes en el Sistema de Protecciones de la planta del cual cito un fragmento a continuación:

“Las modificaciones permanentes surgen como resultado de experiencias operativas, análisis de fallas, informes de laboratorios de metrología y pruebas certificadas, propuestas de los Departamentos técnicos y modificaciones temporales realizadas. Lo anterior con el fin de que las condiciones de operación de las unidades, la seguridad de personas o equipos y el medio ambiente, se mantengan o mejoren y así cumplir con los índices de la Central.”⁸

En este caso la mejora tiene como objetivo mejorar el índice de disponibilidad de la planta evitando paros de unidad por fallo de un equipo dúplex; ya que ambos PIT están tomando la lectura en el mismo punto del proceso, por tanto no tiene sentido que si existe una falla en uno de los lazos de medición y el segundo está operando correctamente se active una protección de turbina.

El procedimiento de modificaciones permanentes debe de pasar por un protocolo de pruebas elaborado por el Departamento de Operación, una vez aceptado debe permanecer como modificación temporal por al menos 6 meses periodo durante el cual se tendrá bajo observación, si durante este periodo no se presenta ninguna anomalía entonces cumplirá con los requisitos establecidos para realizar el cambio definitivo dejando registro del proceso por escrito.

⁸ Procedimiento para mejoras temporales y permanentes en la empresa.

6.3.- Modificación temporal

Para este caso la modificación temporal que efectué consistió en “forzar” el estado de la señal de falla del “10MAY20DU100_PRESS_DIST” a un valor de “0” es decir que en todo momento esta señal iba a indicar al sistema que ambos lazos estaban correctos dejando a decisión del responsable de operación en turno el disparo de turbina si ambos PIT fallaran, por otro lado la turbina sigue protegida ante cualquier variación súbita de presión de vapor mediante las protecciones:

1. “DISP CHUM EMPUJE”: Desplazamiento Axial.
2. “TEMP MET CHUM EMPUJE”: Temperatura Metal Chumacera de Empuje.

Para dejar asentado lo anterior, elaboré el formato de modificación temporal mostrado en la figura 19.

MODIFICACION TEMPORAL

1. DESCRIPCION Y DOCUMENTOS		Nombre corto:	
Unidad	Equipo o Sistema	Código en planos	
Descripción de la modificación: Se cambia una de las condiciones de disparo de turbina etiquetada como “DISP CRL TURBINA” la cual era accionada por una falla en el lazo de cualquiera de los dos PIT con tags 10LBA03CP001 y 10LBA03CP002; la protección original se accionaba con una falla en cualquiera de los dos lazos, la modificación temporal consiste en que los fallos en los lazos NO DISPAREN TURBINA DEJANDO A DECISION DEL SUPERINTENDENTE DE TURNO EL DISPARO DE LA MISMA.			
Motivo de la modificación: (con No. de SAC ó NC) Aumentar la confiabilidad de la maquina sin afectar la integridad de la misma. Va que ante un incremento súbito de presión la turbina queda protegida por protección de desplazamiento axial y temperatura de metal chumacera de empuje.			
Anexos (X ó NA): análisis de problema	<input checked="" type="checkbox"/>	croquis	<input type="checkbox"/>
		dibujo	<input type="checkbox"/>
		diag. lógico	<input checked="" type="checkbox"/>
		protocolo de pruebas	<input checked="" type="checkbox"/>
Otros anexos (indicar):			
Se planea pasar esta MT a modificación permanente Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Vigencia estimada, hasta: 4 / 09 / 17			
2. EVALUACION TECNICA El comportamiento de los equipos por la modificación es: (marque con X) mejor igual menor			
Límites de diseño de presión y temperatura de equipos, tuberías o recipientes			x
Límites de Cargas dinámicas o sísmicas de estructuras o cimentaciones			x
Límites de voltaje, amperaje o carga de equipo eléctrico o CCM's			x
Seguridad contra incendio de equipos relacionados			x
Seguridad y control de pérdidas de personas o equipos			x
Condiciones ambientales de equipos o sistemas relacionados			x
Facilidad para la operación de equipos por operadores u otro personal			x
Información por medio de alarmas, indicaciones para el operador u otro personal			x
Facilidad de mantenimiento a equipos		x	
Confiabilidad de equipo o de Unidad		x	
Disponibilidad de unidad		x	
Régimen térmico de unidad			x
Si alguna condición anterior queda marcada como “menor”, se debe anexar la descripción de acciones de respaldo a tomar.			
Códigos y normas aplicables:			
Firmas de conformidad con la evaluación técnica y <u>VoBo</u> de su realización:			
J. Dpto. Emisor (Dpto.) Ing.		J. Dptos. Ejecutores (Dpto.) Ing.	

Figura 19.- Formato para Modificación Temporal usado en la empresa.

6.4.- Pruebas de modificación temporal

Las pruebas que me fueron requeridas para verificar que la modificación operara como lo describí en el formato de modificación temporal fueron en dos partes:

- Antes de realizar la modificación se me solicitó que causara perturbaciones primero en el lazo del PIT 10LBA03CP002, luego en el lazo del PIT 10LBA03CP001 y finalmente en ambos.
- Posterior a realizar la modificación temporal me solicitaron las mismas pruebas; las perturbaciones consistieron en abrir el lazo de medición entre el canal de la tarjeta y el PIT respectivo teniendo el debido cuidado de aislar eléctricamente e identificar toda desconexión como buena práctica de trabajo.

Para mostrar los resultados adjunto la tabla 4.

Perturbación en Lazo de PIT	Antes de modificación	Después de modificación
10LBA03CP001	DISPARO	ALARMA
10LBA03CP002	DISPARO	ALARMA
AMBOS	DISPARO	ALARMA

Tabla 4.- Pruebas y resultados obtenidos por Modificación Temporal de Disparo.

Con la ejecución de estas pruebas quedó verificado el bloqueo temporal del disparo de la protección “DISP CTRL TURB” por falla o perturbación en los PIT 10LBA03CP001 y 10LBA03CP002, quedando aceptadas por el Departamento de Operación y los directivos de la empresa.

Cabe destacar que hasta este punto las penalizaciones económicas para la empresa solo fueron **1 disparo de turbina y 6 horas de indisponibilidad por atención a la falla.**

6.5.- Modificación permanente

Con la finalidad de evitar paros de Unidad que afectaran la disponibilidad de generación; la modificación permanente **se programó** hasta el mantenimiento mayor de la U10 lo cual ocurrió **7 meses después de implementar la modificación temporal.** Durante este tiempo no hubo fallas asociadas a esta mejora, por tanto, se cumplió con los lineamientos del procedimiento de “Mejoras temporales y permanentes” de la empresa.

Para realizar el cambio de forma permanente, dejé asentado en el formato de mejoras permanentes la modificación en el diagrama lógico de la señal “10MAY20DU100_PRESS_DIST”, el cual se muestra en la figura 20.

MODIFICACION PERMANENTE

1. DESCRIPCION:		Nombre corto:
Unidad 10	Equipo o Sistema Controlador Turbina	Código en planos 10MAY_20CX064
Descripción de la modificación: En la base de datos B04LOG en el diagrama 10MAY_20CX064 se reemplaza la compuerta OR #14 por una compuerta AND, esta modificación se da para que la protección de turbina “DISP CRL TURBINA” solo se active si se presenta falla simultánea en ambos lazos correspondientes a los PIT con Tags 10LBA03CP001 y 10LBA03CP002.		
No. de MT Correspondiente ya realizada (Anexar copia de autorización y resultado de protocolo de pruebas)		MT

2. VALIDACION

Descripción de los resultados obtenidos con la modificación temporal. (Se anexan pruebas de aceptación) Con la modificación permanente se incrementa la confiabilidad de la U10 al permitir el funcionamiento normal y seguro de la unidad en el caso de que un elemento del lazo de medición de los PIT 10LBA03CP002 o 10LBA03CP001 presente fallo siempre y cuando el segundo lazo esté disponible.
--

3. CAMBIOS EN DOCUMENTACION

Anexar formato PAR-O6-R4, indicando los documentos que se tienen que modificar, los cambios a realizar y si se requieren nuevos documentos. Un formato por cada departamento que tenga que realizar cambios.

4. REVISION PREVIA

Firmas de conformidad con lo anterior y <u>VoBo</u> de su realización	
J. Dpto. Emisor (Dpto.) Ing.	J. Dptos. Ejecutores (Dpto.) Ing.

Figura 20.- Formato para Modificación Permanente usado en la empresa.

Para modificar el diagrama lógico use la estación de Ingeniería ControCAD para poder acceder a la base de datos del TGC y ubicar el diagrama lógico de la señal “10MAY20DU100_PRESS_DIST”.

Como menciono en el formato de Modificación Permanente el diagrama lógico a intervenir es el “10MAY20CX064” en el cual remplazaré la compuerta OR #14 por una compuerta AND, para realizar el cambio es necesario trabajar en la “Pestaña FUNCTION” y tener cuidado de asignar las variables de disturbio de ambos lazos de medición así como la variable “10MAY20DU100_PRESS_DIST” a variables auxiliares temporales creadas para tal fin; ya que al eliminar la compuerta lógica OR quedan eliminadas sus variables de entrada y salida con ella. Posteriormente asigno una compuerta OR de la “Pestaña Librería” al diagrama y vuelvo a ligar las entradas y su salida respectivamente hecho esto eliminé las variables auxiliares.

Para evitar errores en los siguientes pasos, debo de verificar que no se encuentren ejecutando los servicios de SDA_HCT ni SDA_IXL así como no tener ningún diagrama lógico abierto.

Una vez verificado lo anterior, guardo los cambios en el diagrama lógico usando el mismo nombre de archivo, ejecuto la compilación de código, después de verificar que no hay errores en la programación, realizo la descarga usando las herramientas de la estación de ingeniería ControCAD. Los pasos anteriores se observan en la figura 21.

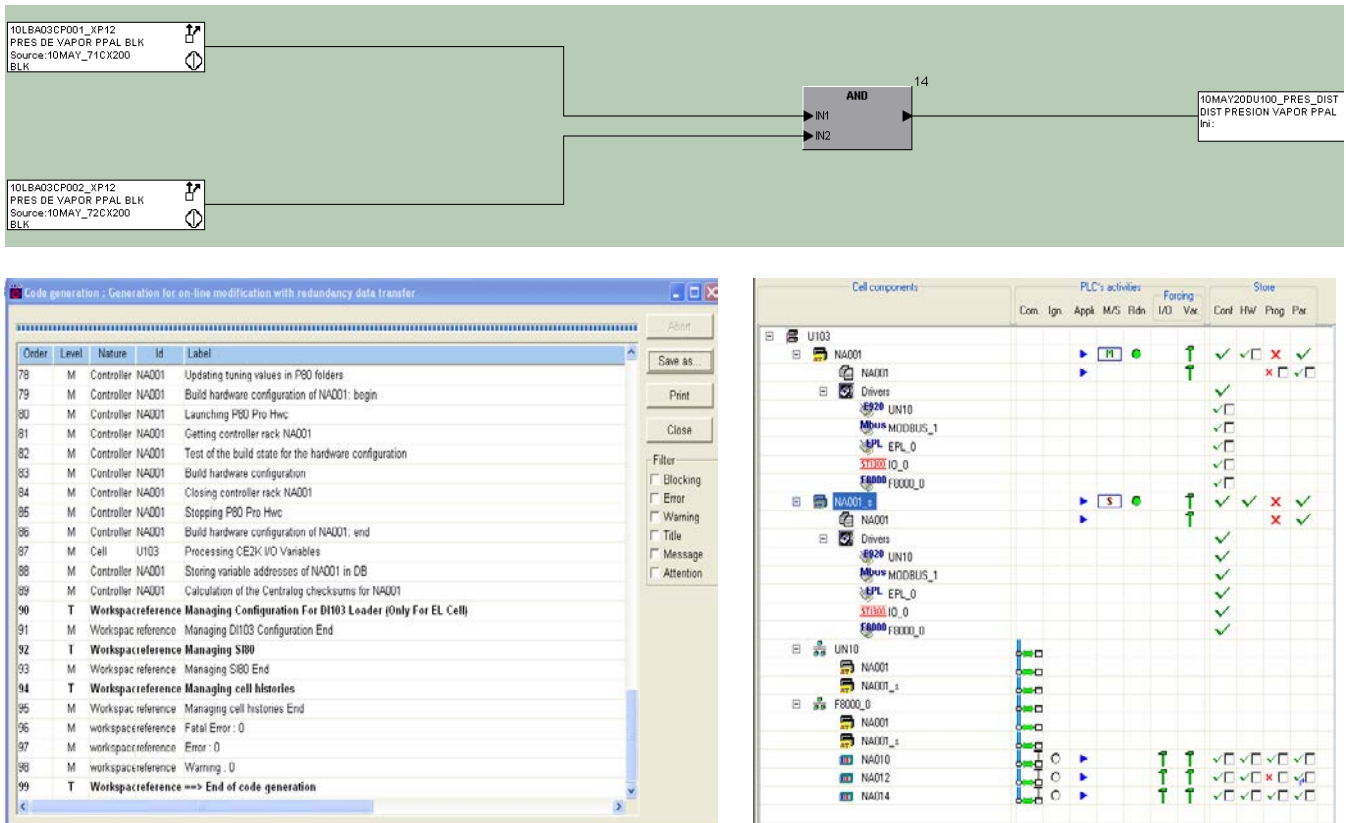


Figura 21.- Diagrama Lógico “10MAY20CX064” después de modificación permanente (arriba).
Generación de Código (abajo izquierda) y vista de Store Cell ALSPA (abajo derecha).

6.6.- Pruebas de modificación permanente

Las pruebas solicitadas para verificar que la modificación opera como lo describí en el formato de modificación permanente consistieron en abrir el lazo de medición entre el canal de la tarjeta del TGC y el PIT a verificar. Como ocurrió en las pruebas de la modificación temporal las pruebas fueron considerando las tres posibilidades, estas fueron:

- Perturbar lazo de PIT 10LBA03CP001 y tener operativo lazo de PIT 10LBA03CP002.

- Perturbar lazo de PIT 10LBA03CP002 y tener operativo lazo de PIT 10LBA03CP001.

- Perturbar ambos lazos.

A forma de comparación, muestro los resultados obtenidos con la modificación temporal y los nuevos resultados después de haber realizado la modificación permanente, los valores obtenidos se muestran en la tabla 5.

Perturbación en Lazo de PIT	Con Modificación Temporal	Con Modificación Permanente
10LBA03CP001	ALARMA	ALARMA
10LBA03CP002	ALARMA	ALARMA
AMBOS	ALARMA	DISPARO

Tabla 5.- Pruebas y resultados obtenidos antes y después de modificación permanente.

Con la ejecución de estas pruebas queda verificada la correcta operación de la mejora en la protección de turbina “DISP CTRL TURB” (Disparo de Control de Turbina).

6.7.- Comparativa de costos.

Por la parte económica los costos de atención de la falla, así como la propuesta y ejecución de mejora expuestos en este tema se englobaron en tres conceptos:

- Tiempo de análisis
 - Salario de 2 jornadas equivalente a \$1,400.
- Tiempo de atención a falla
 - Salario de 1 jornada más tiempo extra equivalente a \$1,536 +
 - 6 horas de indisponibilidad equivalente a \$240,000.
- Tiempo de ejecución de mejora permanente
 - Salario de 2 jornadas con tiempo extra equivalente a \$3,554.

Dando un total de \$6,490 por concepto de salario y \$240,000 por concepto de energía no generada y penalizaciones.

Como dejo de manifiesto en este capítulo, el ahorro económico para la empresa al atender la falla mediante personal interno fue de \$606,920 considerando la cotización de atención a la falla en la U09. Los datos de esta comparativa se muestran en la tabla 6.

Concepto	Atención de falla con personal externo.	Atención de falla con personal propio.	Porcentaje de Ahorro
Costo por indisponibilidad	\$560,000	\$240,000	57.14%
Costo por contratación de servicio	\$293,410	\$6,490	97.78%
Costo Total	\$853,410	\$246,490	71.11%
Ahorro económico	\$606,920		

Tabla 6.- Comparativa de costos entre atender una falla del sistema de protecciones con personal externo y ahorro al atenderlo con personal propio de la empresa.

6.8.- Otros eventos atendidos.

A continuación se enumeran las principales aportaciones que he realizado a la empresa mencionando el ahorro económico estimado⁹ de cada una de ellas, considerando el acelerado desgaste de los componentes y conexiones debido a la presencia de gases de azufre inherentes al proceso de generación por vapor geotérmico y al tiempo de operación comercial de las unidades (6 años U09, 4 años U10 y dos años U11). Estas son:

1.- Replica de mejora de protección control de turbina “DISP CTRL TURB” a U09

- U09 \$800,000 Realicé mejora en mantenimiento mayor.

2.- Atención y mejora a sistema de historización de alarmas eventos y tendencias.

- U09 \$320,000 No implicó indisponibilidad de máquina.
- U10 \$320,000 No implicó indisponibilidad de máquina.

3.- Atención a falla y mejora de protección “desplazamiento axial”.

- U09 \$600,000 Realicé corrección y mejora a raíz de falla en TGC y BN3500.
- U10 \$900,000 Realicé mejora antes de presentarse falla en TGC y BN3500.

4.- Corrección de falla de auto verificación de canales de protección en U09 y U10

- U09 \$440,000 Realicé corrección y aumenté vida útil de tarjetas I/O de 3PLC´s.
- U10 \$440,000 Realicé corrección y aumenté vida útil de tarjetas I/O de 3PLC´s.

5.-Análisis de segmentos Fieldbus, intervención y calibración de Posicionadores FFB, Modificaciones en sistemas ALSPA y DeltaV.

- U09 \$4,200,000 Mejoras en sistema de instrumentación, intervenciones en ControCAD y DeltaV para mantener parámetros operativos (-20 horas cada año)
- U10 \$3,600,000 Mejoras en sistema de instrumentación, intervenciones en ControCAD y DeltaV para mantener parámetros operativos (-20 horas cada año)
- U11 \$1,200,000 Intervenciones varias en ControCAD para mantener en parámetros operativos la unidad (-20 horas cada año).

⁹ Basado en la diferencia entre los gastos de salarios, consumibles y equipos contra las cotizaciones solicitadas a empresas con personal especializado.

7.- CONCLUSIONES

Una vez que pude comprender y familiarizarme con el sistema de control, en especial con el uso de las estaciones de ingeniería “ControCAD” y “DeltaV”, comencé a resolver las nuevas fallas que afectaban el proceso de las nuevas unidades generadoras. Identifique áreas de oportunidad para evitar anomalías e indisponibilidades futuras realizando mejoras en el sistema de control incluido el esquema de protecciones de turbina; de esta manera, conseguí llevar el correcto seguimiento del mantenimiento predictivo de las redes de instrumentación.

Gracias a las acciones que emprendí, la dependencia de personal externo especializado disminuyó. Por consiguiente, se incrementó la disponibilidad y la confiabilidad operativa de la central lo cual ha minimizando la posibilidad de que ocurra un evento que repercuta en la integridad de los equipos de las unidades generadoras así como del personal, sin descuidar el cabal cumplimiento en la generación de energía eléctrica ofertada al CENACE.

Ahora, citando los objetivos planteados al inicio de este reporte:

Objetivo principal:

“Disminuir la dependencia de personal externo especializado, así como disminuir las fallas e indisponibilidades y evitar pérdidas económicas por energía no generada más penalizaciones por parte del CENACE.”

Resultado:

- **Se cumple;** mi trabajo ha significado un ahorro estimado de **\$13,426,920** para la empresa.

Objetivos secundarios

- 1.- *“Disminuir las fallas recurrentes del sistema de control de la planta.”*
- 2.- *“Conservar y mantener en parámetros operativos la red de instrumentación de la planta.”*

Resultado:

- **Se cumplen,** ya que al tener un gran entendimiento del sistema de control y usar correctamente las herramientas de análisis y mejora conservamos en estado estable el proceso, disminuyendo así las fallas en los equipos.

Gracias a la sólida formación como profesionista recibida dentro de la Facultad de Ingeniería, obtuve las herramientas académicas y habilidades de análisis necesarias para desempeñarme dentro del sector industrial, dichas herramientas me permitieron hacer la convergencia encontrando la unión entre la teoría y la práctica.

Lo anterior me permitió resolver problemas y atender áreas de oportunidad efectuando mejoras de gran impacto económico para mi centro de trabajo.

Con lo hecho en el presente informe de experiencia profesional, afirmo que es una satisfacción personal ver que el fruto de todos los esfuerzos realizados durante mi formación como ingeniero, ahora dan bienestar a mi familia, así como mayor rentabilidad y sustentabilidad a la Central Geotermoeléctrica Humeros; que al tratarse de una empresa del estado repercute en un mejor aprovechamiento de los recursos públicos que tanta falta le hace al país.

Solo me resta manifestar el compromiso de seguir explotando todos los conocimientos y habilidades adquiridos para la solución a las problemáticas que se puedan presentar en un futuro, encontrando alternativas viables para la mejora continua de la empresa.

8.- GLOSARIO

ALSPA: Conjunto de herramientas de software destinado al sistema de control en plantas de generación de energía eléctrica soportado por la compañía ALSTOM.

AVR: Regulador automático de voltaje, en sistemas eléctricos de generación es el encargado de mantener una tensión estable y limpia a los devanados del rotor. Una vez sincronizada es el responsable de variar los reactivos del generador.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía, organismo público descentralizado encargado del Sistema Eléctrico Nacional y de administrar el Mercado Eléctrico mayorista.

DeltaV: Sistema de control distribuido perteneciente a la empresa Emerson puede trabajar con protocolos Fieldbus, HART y Profibus. Cuenta con herramientas de configuración de hardware, diseño de diagramas lógicos de control y creación de HMI mediante mímicos para hacer más intuitivo el control y monitoreo del proceso.

“Estado “1””: En Sistemas digitales el número de estados discretos es 2, el “estado 1” es uno de ellos, también llamado “alto”, “true” y “on”, sus respectivas contrapartes son “0”, “estado bajo”, “false” y “off”.

Fieldbus: Protocolo industrial de redes informáticas utilizados para redes de Control Industrial en tiempo real estandarizado como norma IEC 61158.

Filosofía de Control: Una filosofía de control es un conjunto de decisiones basadas en conceptos que permiten alcanzar de una forma específica objetivos previamente definidos. La instrumentación de control se adapta a la filosofía de control.

HMI: Siglas en ingles de “*Human Machine Interface*”, o en español *Interfaz Hombre Maquina*; es la interfaz entre los operarios y el proceso, su función es monitorear y controlar en tiempo real el proceso.

HVAC: Siglas en ingles de “*Heating, Ventilation and Air Conditioning*”, o en español *Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado*; es un equipo que mantiene la temperatura y humedad del sitio cerrado donde se encuentre instalado; como su nombre lo indica, puede entregar aire caliente o frio de acuerdo a la temperatura requerida, todo ello manteniendo la humedad de acuerdo a su punto de ajuste.

Mando Duro: Término empleado para definir arranques o paros de equipos críticos los cuales generalmente solo dependen de un equipo dedicado a la supervisión del mismo con la finalidad de mantenerlo en todo momento fuera de condiciones críticas.

Mímico: término empleado para nombrar cada vista de la Interfaz Hombre-Máquina. Cada mímico contiene una representación gráfica de uno o varios equipos del proceso, mostrando los valores obtenidos por el sistema de control en tiempo real así como representando los mandos necesarios para manipular elementos finales como válvulas e interruptores.

OPC: OLE for Process Control, es un estándar de comunicación en el campo del Control y Supervisión de procesos industriales basado en una tecnología de Microsoft.

Posicionador: Mecanismo encargado de controlar y en algunos casos retroalimentar la posición de una válvula mediante el uso del actuador acoplado a la misma.

“Sistema de Control”: Conjunto de dispositivos encargados de supervisar y regular los parámetros de un proceso.

Turbina: Maquina que desarrolla par y potencia en el eje como resultado de la variación de la cantidad de movimiento del fluido que pasa a través de ellas.

9.- ANEXO

Controlador Multifunción (MFC300)

Este componente del sistema de control basado en tecnología de bus Compact PCI 3U de 8 u 2 x 4 slots, cuenta con una CPU que opera en su más bajo nivel el S.O. Windows NT asociado con una extensión en tiempo real Venturcom RTX y la aplicación ISAGRAF-PRO.

Al utilizar Windows NT el sistema cuenta con la ventaja de solo tener los drivers indispensables para el uso del hardware configurado aumentando la fiabilidad del MFC3000. Por otro lado gracias al uso de la extensión RTX el equipo está capacitado para obtener respuestas determinísticas necesarias para las aplicaciones críticas de control con una velocidad de respuesta de hasta 5 ms.

La aplicación ISAGRAF-PRO durante un ciclo de ejecución realiza las siguientes acciones:

- ❖ Escanea las entradas
- ❖ Ejecuta las lógicas cargadas en su memoria
- ❖ Actualiza el estado de sus salidas.

Esta forma de operar garantiza que una variable guarda el mismo valor durante un ciclo y que una salida es actualizada solo una vez por ciclo.

En la figura A se muestra el arreglo de celda del MFC3000.

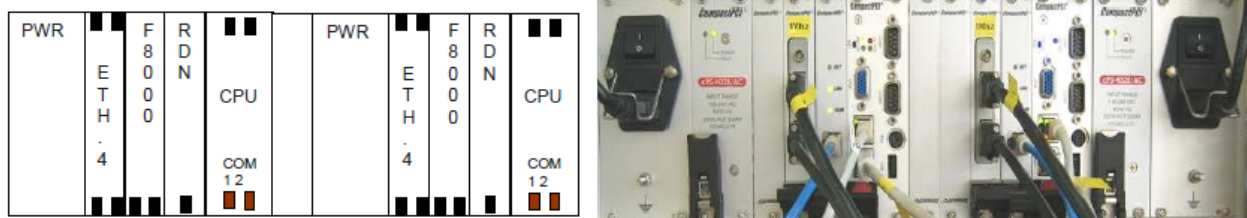


Figura A.- Se muestra al autómeta cabeza de celda redundante ubicado en un solo y único Rack.

Cuenta con varios tipos de tarjetas electrónicas con funciones dedicadas, en el caso de la arquitectura del sistema de control de las Unidades (Maestro-Standby), se cuentan con dos tarjetas de cada tipo.

Sus componentes son:

1.- Tarjeta CPU

El CPU se encarga de procesar y ejecutar la información que llega al controlador de acuerdo a los diagramas lógicos de control cargados en su memoria. Cuenta con control de temperatura regulando su frecuencia de trabajo, vigilancia de voltajes de operación además de tener un sistema de enfriamiento pasivo para mejorar su confiabilidad. Su apariencia física se muestra a continuación en la figura B.



Figura B.- MFC3000

Sus características técnicas son:

- ❖ Una CPU Pentium M a una frecuencia de trabajo de 1.4GHz
- ❖ Una memoria Compact Flash de 1GB
- ❖ 2 puertos Ethernet
- ❖ 2 puertos serial
- ❖ 1 puerto VGA
- ❖ 1 puerto USB
- ❖ 4 Led Indicadores del estado operativo del CPU

2.- Tarjeta WorldFIP

Esta tarjeta nos sirve de interfaz de conexión para el Rack de entradas y salidas CE2000/CE1000. Físicamente se muestra en la figura C.

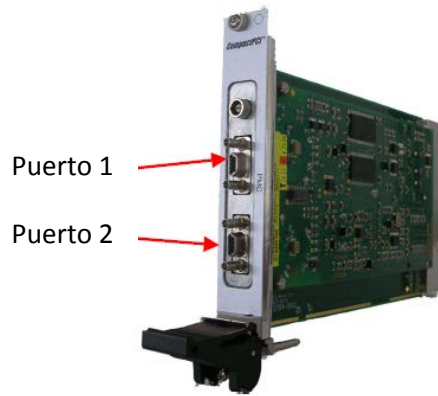


Figura C.- Tarjeta WorldFIP

Cuenta con dos puertos pensando en arquitecturas redundantes, la tasa de transferencia de datos se encuentra a 2.5 Mbit/s.

3.- Tarjeta Ethernet con 4 puertos

Esta tarjeta cumple la función de un switch gestionando la comunicación Ethernet entre el automatismo y los equipos secundarios que comunica. Su apariencia se muestra en la figura D.



Figura D.- Tarjeta Ethernet 4 puertos.

Cuenta con 4 puertos de comunicación base 10/100 Mbps cada uno de ellos con dos led indicadores de estado. Para la comunicación utiliza el protocolo de comunicación Modbus TCP/IP.

4.- Tarjeta Ethernet 1 puerto

Esta tarjeta se utiliza como interfaz de comunicación entre ambas cabezas de celda (MFC3000) para mantener los procesos de monitoreo y control de la **redundancia**. Su aspecto físico se aprecia en la figura E.



Figura E.- Tarjeta Ethernet 1 puerto. Vista frontal (izquierda), tarjeta electrónica (centro), vista trasera (derecha).

La tarjeta de redundancia cuenta con 1 puerto Ethernet además de tres led's indicadores de estado.

El enlace entre estas tarjetas se realiza mediante cable UTP Cat 6.

Por otro lado los códigos de modelo de las tarjetas de entrada y salida para los Racks CE2000/CE1000 son:

- ❖ AL129A: Fuente de Alimentación 120VCA, salida: 5V/10A , 12V/4A.
- ❖ UT150: CPU CE2000 4MB RAM, 4MB Programas, 2MB Configuración
- ❖ LE108A-3: Tarjeta de entradas lógicas 24VCD
- ❖ LE105A-2: Tarjeta de salidas lógicas contacto polarizado 24VCD
- ❖ AH115: Tarjeta de entradas analógicas configurable en tensión o corriente.

Funcionamiento de la Redundancia en celda MFC3000

La redundancia entre los automatismos consiste en tener dos cabezas de celda MFC3000 configurados, el primero como “primario” y el segundo como “secundario” asignándoles sus direcciones IP correspondientes y enlazándolos mediante la correspondiente tarjeta de redundancia; su modo de operación se divide en dos partes que son el funcionamiento normal y la conmutación en caso de falla, estos se describen a continuación:

Funcionamiento normal:

- a) Tanto el controlador “primario” como el “secundario” reciben y procesan las entradas y salidas del sistema.
- b) El controlador “primario” toma el control del sistema recibiendo y procesando la información de campo a nivel inferior y administra el sistema de supervisión y las comunicaciones con otras celdas hacia la red S8000, este controlador toma el nombre de “maestro”.
- c) El controlador “secundario” al detectar que el controlador “primario” pasa a modo “stand-by”, continúa procesando la información de campo y ejecutando el cálculo de funciones de control, pero con un retraso de un ciclo de ejecución.
- d) El controlador “maestro” envía, mediante el enlace de redundancia, los datos necesarios al controlador “stand-by” para preparar la conmutación en caso de fallo, para esto cada controlador es sometido a un autotest cada ciclo de ejecución.
- e) El controlador “maestro” administra y envía los comandos de salida a los controladores de campo CE2000/CE1000.

Conmutación en caso de falla:

- a) En caso de detectarse una falla en algún punto de la rutina del auto-comprobación, el controlador “maestro” cede el mando al controlador “stand-by”.
- b) El controlador “stand-by” toma el rol de “maestro”, sin necesidad de reinicializar los cálculos por lo que el proceso queda sin alteraciones; el controlador en fallo queda indisponible, si al reinicializar sus rutinas queda sin fallos entonces copiará del controlador “maestro” y tomará el rol de controlador “stand-by”.

En la figura F se muestra el funcionamiento normal y en falla del controlador “maestro” de la redundancia, recordando que la red S8000 es la que comunica al sistema de supervisión ALSPA HMI y a las demás celdas MFC3000, y en la red FIP se tienen las interfaces de campo.

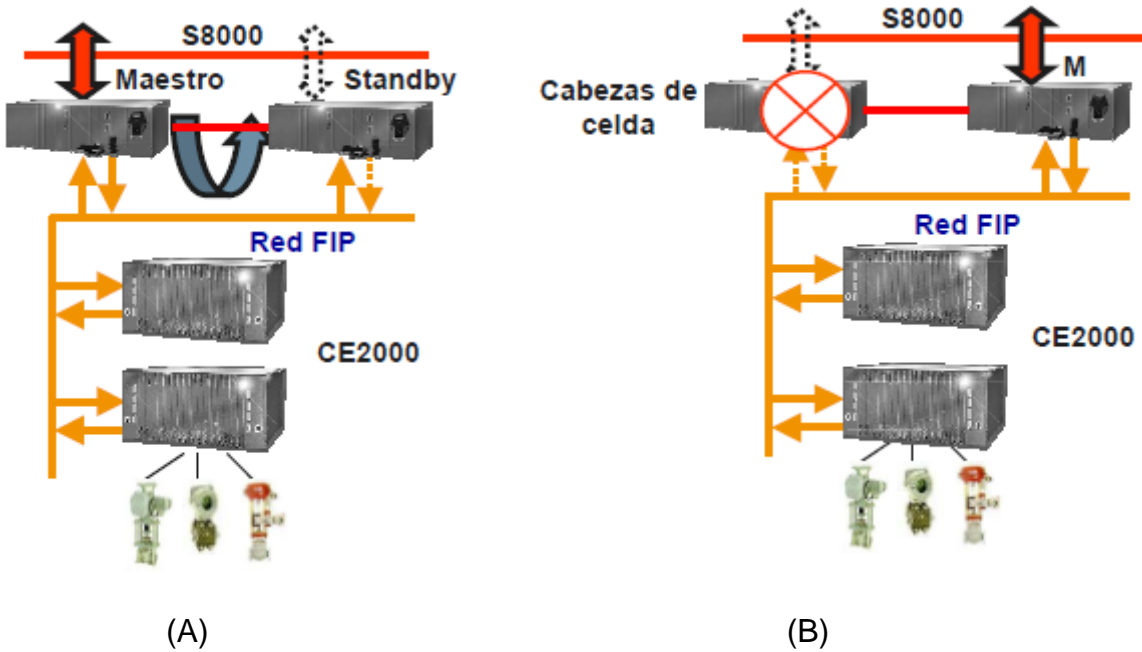


Figura F.- Esquema de redundancia “maestro-stand-by”; (A) Funcionamiento normal, (B) Fallo en “maestro” y conmutación a “stand-by-maestro”

10.- FUENTES BIBLIOGRÁFICAS

- 1.- Administrador (2013). La geotermia en México, Central de los Humeros Puebla. Recuperado el 20 de julio de 2018 de <http://saberesyciencias.com.mx/2012/11/04/la-geotermia-en-mexico-central-de-los-humeros-puebla/>
- 2.- ALSTOM (2012). ALSPA, ControCAD Versión 6, Manual de Operación y Mantenimiento.
- 3.- Comisión Federal de Electricidad (2012). Curso Operadores Unidades Boca de Pozo (4a ed.).
- 4.- Comisión Federal de Electricidad (2016). Curso Operadores Unidades Tipo Condensador 25 MW (2a ed.).
- 5.- Comisión Federal de Electricidad (2012). Procedimiento para mejoras temporales y permanentes en la empresa.
- 6.- Creus S.A. (2010). Instrumentación Industrial (8a ed.), México, Alfaomega Ed.
- 7.- Diario Oficial de la federación (2015). Decreto por el que se expide Ley de Transición Energética
- 8.- González M.A. (2015). Geotermia como alternativa energética en México, ¿Es realmente viable?, Recuperado el 1 de julio de 2018 de http://www.geociencias.unam.mx/~bole/e_boletin/treMiguelGG09.pdf
- 9.- Secretaría de Energía (2017). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, Recuperado el 1 de diciembre de 2018 de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-32.pdf>
- 10.- Secretaría de Energía (2015). Acumulador de Generación Bruta de Energía, Recuperado el 15 de diciembre de 2018 de <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- 11.- Secretaría de Energía (2017). Reporte de Avance de Energías Limpias 2017, Recuperado el 10 de diciembre de 2018 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/340121/Informe_Renovables_2017_cierre.pdf
- 12.- AmericaEconomica (2010). Las 500 mayores empresas de América Latina, Ranking por sector: Electricidad. Recuperado el 17 de marzo de 2019 de <https://rankings.americaeconomia.com/2010/500/sector-electricidad.php>