

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

TÍTULO:

**ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO PARA
GENERACIÓN ELÉCTRICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA
EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA**

AUTOR

Carlos Alberto Izaguirre Casquete

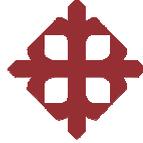
**Trabajo de Titulación previo a la Obtención del Título de:
Ingeniero en Eléctrico-Mecánica**

TUTOR:

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez. MSc

Guayaquil, Ecuador

2015



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

INGENIERÍA EN ELÉCTRICO-MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Carlos Alberto Izaguirre Casquete**, como requerimiento para la obtención del Título de ingeniero en Eléctrico-Mecánica

TUTOR

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez. MSc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez. MSc.

Guayaquil, a los 28 del mes de Agosto del año 2015



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Carlos Alberto Izaguirre Casquete**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación “**Análisis de un Sistema de Control Distribuido para generación eléctrica con motores de combustión interna) en una Central Termoeléctrica**”, previo a la obtención del Título de ingeniero en Eléctrico-Mecánica, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 28 del mes de Agosto del año 2015

EL AUTOR

Carlos Alberto Izaguirre Casquete



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
INGENIERÍA ELÉCTRICO-MECÁNICA
AUTORIZACIÓN**

Yo, **Carlos Alberto Izaguirre Casquete**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación “**Análisis de un Sistema de Control Distribuido para generación eléctrica con motores de combustión interna en una Central Termoeléctrica**”, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 28 del mes de Agosto del año 2015

EL AUTOR

Carlos Alberto Izaguirre Casquete

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. ARMANDO HERAS SANCHEZ. MSC.

PROFESOR TUTOR

ING. ORLANDO PHILCO ASQUI MSC.

PROFESOR OPONENTE

INDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: Introducción	1
CAPÍTULO 2: Generalidades	2
2.1. Planteamiento del Problema	2
2.2. Justificación	2
2.3. Objetivos	2
2.3.1. Objetivo General	2
2.3.2. Objetivos Específicos	2
2.4. Hipótesis	3
2.5. Metodología de Investigación	3
CAPÍTULO 3: Descripción de Plantas Termoeléctricas	4
3.1. Tipos de Plantas Termoeléctricas	4
3.2. Clasificación por combustible	5
3.3. Clasificación por motor primario	7
3.4. Operación de Plantas Termoeléctricas convencionales	8
3.4.1. Preparación del Agua de alimentación	8
3.4.2. Generadores de Vapor	10
3.4.3. Condensador	11
3.4.4. Calentador de agua de alimentación	12

3.4.5. Sobrecalentador.....	12
3.5. Descripción de la instalación y operación de una turbina de gas	13
3.5.1. Turbina de gas	13
3.5.2. Turbina de vapor	20
3.6. Particularidades de turbina de vapor para generación eléctrica	26
3.6.1. Sistema de aceite	28
3.6.2. Generador de disipación de calor	29
3.7. Caso Estudio: Central Termoeléctrica Esmeraldas	29
3.7.1. Infraestructura de la Central Termoeléctrica Esmeraldas	32
3.8. Sistemas de Control Distribuido, DCS.....	42
3.8.1. Componentes.....	45
3.8.2. Redundancia.....	46
3.8.3. Aplicaciones.....	47
3.8.4. Relación con PLC y SCADA.....	47
3.8.5. Sistemas DCS vs. SCADA.....	48
3.9. Subsistemas de un Sistema SCADA	51
 CAPÍTULO 4: Levantamiento de información en Central Termoeléctrica Esmeraldas para control de generación eléctrica.....	 54
4.1. Los Motores de combustión interna.....	54
4.2. Sistema DCS	57

4.3. Diagramas de control DCS para generador.....	61
CAPÍTULO 5: Análisis del Sistema de Control en la CTE.....	64
5.1. Solución de fallos presentados en la CTEII.....	64
5.2. Análisis de fallos.....	71
5.2.1. Importancia de las comunicaciones industriales Abiertas.....	71
Conclusiones.....	74
Recomendaciones.....	75
3.10. BIBLIOGRAFÍA.....	76
3.11. Glosario.....	78
3.12. Anexo 1: Reporte De Fallo.....	81
3.13. Anexo 2:Disyuntores, Relés de protección y Tablero de control de velocidad	90

INDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1. Planta Termoeléctrica convencional.....	4
Figura 2. 2. Esquema de un desaireador de tipo bandeja.....	9
Figura 2. 3. Esquema de un Generador de vapor convencional.....	10
Figura 2. 4 Esquema de un condensador de superficie refrigerada por agua.....	11
Figura 2. 5 Generador de vapor de recuperación de calor	19
Figura 2. 6 Sistema de By-pass.....	20
Figura 2. 7 Plan de las células de enfriamiento, tipo húmedo.....	23
Figura 2. 8 Esquema de turbina y generador eléctrico.....	26
Figura 2. 9 Tipos de turbinas.....	27
Figura 2. 10 Central Termoelectrica Esmeraldas.....	31
Figura 2. 11 Central Termoelectrica Esmeraldas.....	32
Figura 2. 12 Instalación de motores de combustión y generadores eléctricos.....	33
Figura 2. 13 Partes de motores de combustión interna	33
Figura 2. 14 Modulo de suministro de aceite lubricante.....	34
Figura 2. 15 Módulo de Separación de Aceite.....	35
Figura 2. 16 Módulo de Suministro de Combustible	35
Figura 2. 17 Módulos de Baja y Alta Temperatura.....	36
Figura 2. 18 Módulo de agua para los Inyectores	37

Figura 2. 19 Módulo de radiadores para enfriamiento de agua de HT Y LT.....	37
Figura 2. 20 Radiadores en la Central Termoelectrica Esmeraldas	38
Figura 2. 21 Instalación de líneas de agua del turbocargador del motor de combustión	38
Figura 2. 22 Calderas de vapor	39
Figura 2. 23 Vista del motor y su generador.....	41
Figura 2. 24 Generador eléctrico marca ABB.....	41
Figura 2. 25 Transformador de alto voltaje.....	42
Figura 2. 26 Esquema de un sistema DCS	43
Figura 2. 27 Esquema de red DCS	46
Figura 2. 28 Esquemas de red DCS y SCADA.....	49
Figura 3. 1 Módulo de PLC y HMI.....	56
Figura 3. 2 HMI para monitoreo de variables de funcionamiento de motores	57
Figura 3. 3 Visualización de NCS.....	57
Figura 3. 4 Monitoreo de transformador y línea de transmisión eléctrica	58
Figura 3. 5 DCS (Invensys).....	58
Figura 3. 6 Instalación de PLC.....	59
Figura 3. 7 Módulos FBM.....	60
Figura 3. 8 Diagrama global de funcionamiento DCS.....	61
Figura 4. 1 Fallo del DCS en la Unidad 5	65

Figura 4. 2 Fallo en DCS de la Unidad 11	67
Figura 4. 3 Fallo en DCS de la Unidad 2	69
Figura 4. 4 Sistema DCS propuesto para CTE.....	72

INDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Características de la caldera de vapor	21
Tabla 2. 2 Calidad del agua descarbonatada.	24
Tabla 2. 3 Indicadores del agua desmineralizada.....	25
Tabla 2. 4 Comparación de PLC y DCS	48
Tabla 4. 1 Recopilación de fallos de motores en 9 semanas	70

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por ser mi fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una excelente educación en el transcurso de mi vida.

A toda mi familia por toda la comprensión y amor, que me ha permitido avanzar y llegar a culminar una carrera de pregrado.

A mi tutor Ing. Armando Heras, a mis profesores de la carrera Ingeniería Eléctrico-Mecánica, por haber compartido conmigo sus conocimientos y amistad.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de graduación a mi padre y madre que estuvieron siempre en cada instante apoyándome durante los momentos de mi vida estudiantil, a mis hermanos y familiares a ellos dedico este trabajo.

A mis profesores de la Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo, quienes me dieron la enseñanza y amistad, a sus autoridades.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación, describe la operación de motores de combustión interna en la generación de electricidad, se analiza como caso de estudio el desempeño de los motores de la central termoeléctrica Esmeraldas. Como profesionales de la carrera de Ingeniería Electrónica en Control y Automatismo se debe adquirir habilidades para analizar y plantear soluciones a problemas de los procesos industriales

Desde la aparición de redes industriales digitales las comunicaciones son más rápidas, pueden conectar muchos dispositivos, de esta forma la parte de control puede ser monitoreado a través de sistemas especializados. En la central termoeléctrica mencionada, los sistemas de comunicaciones, son de diversos fabricantes y presentan a veces problemas o paralizaciones de la supervisión, el sistema se inhibe o se cae y esto puede resultar peligroso para los intereses de generación eléctrica de la central termoeléctrica.

Palabras claves: Central Eléctrica, DCS, PLC, Supervisión, motores de combustión interna

ABSTRACT

Titling this paper describes the operation of internal combustion engines to generate electricity, is analyzed as a case study the performance of the power plant engines Esmeraldas. As professional career Electronics and Automatic Control Engineering must acquire skills to analyze and propose solutions to problems of industrial processes

Since the advent of digital industrial network communications are faster, they can connect many devices, thus the control part can be monitored through specialized systems. In the thermoelectric plant mentioned, communications systems, and different manufacturers are sometimes presented problems or stoppages of supervision, the system is inhibited or fall and this may be dangerous to the interests of electric generation power plant.

Keywords: Power, DCS, PLC, Supervision, Efficiency, internal combustion engines.

CAPÍTULO 1: Introducción

La generación de electricidad por parte de centrales térmicas, es un recurso muy utilizado en países en vías de desarrollo, a pesar que producen contaminación al ambiente, estas plantas operan y es primordial la automatización y supervisión de operación, pues a medida que las tecnologías se desarrolla, existen soluciones para optimizar procedimientos o procesos en las plantas de generación de energía.

La generación de energía térmica convencional comprende utilizar carbón pulverizado, ciclo combinado etc. Aquellos procedimientos requieren una comunicación continua para mantenerse en operación eficiente. Es fundamental complementar los procesos de operación automatizada de una planta o central térmica con un buen sistema de control. La aparición de Ethernet industrial en la planta de energía de hoy mejora las comunicaciones en tiempo real, y así el flujo continuo de información a través de una red industrial.

Las redes Ethernet industriales son también una parte integral de los sistemas de control en tiempo real para las plantas de energía. Todos los principales fabricantes de DCS (*Distributed Control Systems*, Sistemas de Control Distribuido) y PLC (Controladores Lógicos Programables) manejan comunicaciones Ethernet de apoyo en otros dispositivos (esclavos) y que hacen posible la creación de redes Industrial Ethernet y protocolos basados en Ethernet (como Ethernet/IP, Profinet, Modbus TCP). Los sistemas de comunicaciones modernos son diseñados para realizar todas las tareas de automatización de la planta de energía, incluyendo:

- Control de la turbina
- Control de la caldera incluida la protección de la caldera
- Control de motores generadores
- Integración de sistemas de otros fabricantes con un solo sistema distribuido de control.

CAPÍTULO 2: Generalidades

2.1.Planteamiento del Problema

Los sistemas de control en la termoeléctrica, como en el caso de la central térmica de Esmeraldas, no posee una operación de generación de electricidad de forma óptima, se tienen elevados costos por reparación y mantenimiento de motores de combustión, así como costos por contaminación que producen al ambiente. Estos equipos mencionados solo operan de forma manual y por ello hay sobre esfuerzo de trabajo (demasiadas horas de funcionamiento), sobrecalentamientos etc. Los avances tecnológicos en la producción de energía eléctrica promueven diseño e implementación de sistemas robustos y eficientes para la generación de energía eléctrica.

2.2.Justificación

La monitorización, la operación y el control de las centrales eléctricas tienen lugar por medio de Sistemas de Control Distribuido (DCS). Por ello se justifica un Sistema de Control Descentralizado que adquiera disponibilidad, expansibilidad y flexibilidad.

2.3.Objetivos

2.3.1. Objetivo General

Análisis de un Sistema de Control Distribuido para generación de electricidad con motores de combustión interna en una central termo eléctrica.

2.3.2. Objetivos Específicos

1. Describir la operación de centrales térmicas con motores de combustión interna.
2. Identificar componentes y comunicaciones de un Sistema de Control Distribuido (DCS) en una central termoeléctrica.

3. Proponer un esquema de comunicaciones basado en un Sistema de Control Distribuido para una central termoeléctrica.

2.4.Hipótesis

Los procedimientos de control y automatización en plantas termoeléctricas beneficiaran el desempeño de máquinas y sobre todo, reduciría eventuales riesgos a los operadores de la planta, el sistema de control distribuido basado en comunicación Ethernet industrial es robusto y eficaz en el control de equipos y procesos en una planta termoeléctrica.

2.5.Metodología de Investigación

La metodología es descriptiva, pues se deberá abordar los principios de operación de sistemas de supervisión y control industrial. También se utiliza la metodología sintética-analítica para estudiar cada uno de los componentes de un sistema DCS así como las comunicaciones en una red industrial basado en dicho sistema.

CAPÍTULO3: Descripción de Plantas Termoeléctricas

Las centrales o plantas termoeléctricas se encuentran generalmente en regiones suburbanas a varios kilómetros de distancia de las ciudades, debido a sus requisitos como extensión de terrenos y demanda de agua, etc. Las centrales térmicas se clasifican por el tipo de combustible y el tipo de motor primario instalado.

3.1. Tipos de Plantas Termoeléctricas

a) Centrales termoeléctricas de ciclo convencional

Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo (bunker) o gas natural, para generar la energía eléctrica. Son consideradas las centrales más económicas y rentables, por lo que su utilización está muy extendida en países en vías de desarrollo, a pesar de que estén siendo criticadas debido a su elevado impacto medioambiental.

A continuación se muestra el diagrama de funcionamiento de una central térmica de carbón de ciclo convencional.

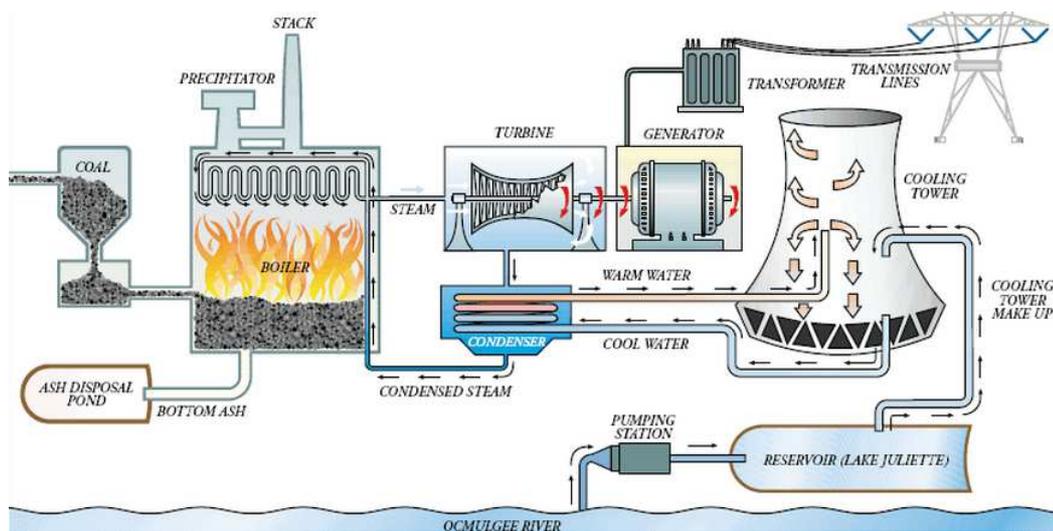


Figura 2. 1. Planta Termoeléctrica convencional

Fuente: (USGS, 2014)

b) Centrales termoeléctricas de ciclo combinado

En la actualidad se construyen numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado, que son un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas, que todavía tienen una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.

Normalmente durante el proceso de partida de estas centrales, sólo funciona la turbina de gas, a este modo de operación se le llama ciclo abierto. Si bien la mayoría de las centrales de este tipo pueden intercambiar de combustible (entre gas y diésel) incluso en funcionamiento. Al funcionar con petróleo, diésel ven afectada su potencia de salida (baja un 10% aprox.), y los intervalos entre mantenimientos mayores y fallas, se reducen fuertemente.

Como la diferencia de temperaturas que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55%.

3.2. Clasificación por combustible

Se describe una breve clasificación de termoeléctricas por el tipo de combustible, de esta forma se tiene las plantas de energía nuclear, que utiliza un reactor nuclear de calor para operar un generador de turbina de vapor. Un ejemplo de su uso, se lo encuentra en Estados Unidos donde alrededor del 20% de la generación eléctrica es producida por centrales nucleares.

Las plantas de energía alimentadas por combustibles fósiles también pueden usar un generador de turbina de vapor o en el caso del gas natural que se ‘quema’ para alimentar una turbina de combustión. Una central eléctrica de carbón produce electricidad mediante la quema de carbón para generar vapor, y tiene el efecto secundario de producir una gran cantidad de dióxido de carbono, que se libera de la quema de carbón y contribuye al calentamiento global. Según estadísticas globales

alrededor del 50% de la generación eléctrica en EE.UU. es producida por plantas de energía de carbón

Las centrales eléctricas geotérmicas utilizan vapor extraído de rocas subterráneas calientes. Aunque la energía Geotérmica representa todavía un pequeño porcentaje (0,2%) de la capacidad de generación eléctrica en todo el mundo, y sólo el 7% de la capacidad mundial de energía renovables no hidráulicas, la inversión en energía Geotérmica ha aumentado significativamente en los últimos cinco años. (GeoLA-Ecuador, 2013).

Se conoce que América del Sur, conserva grandes sistemas geotérmicos de alta temperatura a lo largo de la cordillera de los Andes. Por aquello Chile, Perú y Argentina han efectuado planes y proyectos para impulsar el desarrollo de la energía geotérmica para generar electricidad.

Las plantas de energía renovable o plantas de Biomasa, pueden ser alimentadas por los residuos (bagazo) de la caña de azúcar, residuos sólidos urbanos, el metano de vertederos, u otras formas de biomasa.

En industrias modernas de acerías, el gas del alto horno de escape es un combustible de bajo costo, aunque de baja densidad energética. El calor residual de los procesos industriales se concentra en ocasiones lo suficiente para usar para la generación de energía, por lo general en una caldera de vapor y la turbina.

Las plantas eléctricas térmicas solares utilizan la luz solar para la obtención de electricidad. Posee un ciclo térmico parecido al de las centrales termoeléctricas convencionales: la energía calorífica que se produce en un 'huerto' de reflectores (espejos especiales) y mediante la acción de la radiación solar que incide sobre un punto fijo (reflector en una torre alta) es transformada en energía mecánica mediante una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica mediante un alternador. (UNESA, 2013).

3.3. Clasificación por motor primario

Las plantas de turbinas de vapor utilizan la presión dinámica generada por la expansión de vapor para mover las palas de una turbina. Casi todas las grandes plantas hidroeléctricas no utilizan este sistema. Alrededor del 80% de toda la energía eléctrica producida en el mundo es mediante el uso de turbinas de vapor.

Las plantas de turbinas de gas utilizan la presión dinámica y fluido de gases (aire y productos de combustión) para operar directamente (en aspas) la turbina.

Las centrales de ciclo combinado tienen tanto una turbina a gas con gas natural, y una turbina de vapor de la caldera y el vapor que utilizan los gases de escape calientes de la turbina de gas para producir electricidad. Esto aumenta enormemente la eficiencia global de la planta, y muchas plantas de energía de carga base se combinan nuevas plantas de ciclo disparados por gas natural.

Los motores alternativos de combustión interna se utilizan para suministrar energía a las comunidades aisladas y se utilizan con frecuencia para las pequeñas plantas de cogeneración eléctrica. Los hospitales, edificios de oficinas, plantas industriales, y otras instalaciones críticas también los utilizan para proporcionar energía de reserva en caso de un corte de energía. Estos son generalmente alimentados por gasoil, bunker, el gas natural y el biogás¹.

Las microturbinas, el motor 'termico' y motores alternativos de combustión interna son soluciones de bajo costo para el uso de combustibles de oportunidad, como el biogás de gases de plantas de digestión de tratamiento de aguas y gases residuales de la producción de petróleo.

A diferencia de los sistemas de cogeneración de turbina de gas y motor alternativo, donde el calor es un subproducto de poder generación, generadores de turbina de vapor normalmente generar electricidad como un subproducto de calor (vapor)

¹Se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).

generación. Una turbina de vapor es cautivo de una fuente de calor independiente y no convierte directamente combustible energía eléctrica. La energía se transfiere desde la caldera a la turbina de vapor de alta presión a través de que los poderes de la turbina y el generador.

Esta separación de funciones permite turbinas de vapor para operar utilizando una gran variedad de combustibles, de gas natural limpio para los residuos sólidos, incluyendo todos los tipos de carbón, madera, residuos de madera y subproductos agrícolas.

3.4. Operación de Plantas Termoeléctricas convencionales

Se describe los procesos de una planta termoeléctrica convencional para generar electricidad.

3.4.1. Preparación del Agua de alimentación

El agua de alimentación utilizada en el generador de vapor se proviene de un proceso de recirculado condensado de agua y agua de reposición. Debido a que los minerales del líquido (materiales metálicos) están sujetos a producir corrosión a altas temperaturas y presiones, se debe recordar que las reacciones físicas y químicas al evaporar un líquido dejan adherido incrustaciones a las paredes y tuberías de una caldera.

El agua de reposición es altamente purificada en un sistema de ablandadores de agua y de intercambio iónico desmineralizadores. Así el agua de reposición en una planta de 500Mega Vatios (MW) asciende a aproximadamente 75 litros por minuto (l/min) para compensar las pequeñas pérdidas de fugas de vapor en el sistema y de purga desde el tambor de vapor.

El sistema de condensado y de agua de alimentación comienza con el condensado de agua que se bombea fuera de la turbina de vapor de escape de baja presión del condensador (comúnmente referido como un condensador de superficie). El caudal

de agua condensado en una planta de energía a carbón de 500 MW es de unos 23.000 l/min.

El agua de alimentación, más su composición fluye a través de los calentadores de agua de alimentación calentados con vapor extraído de las turbinas de vapor. Típicamente el agua de alimentación total también fluye a través de un desaireador² que elimina el aire disuelto del agua, además purificar y reduciendo su corrosividad.

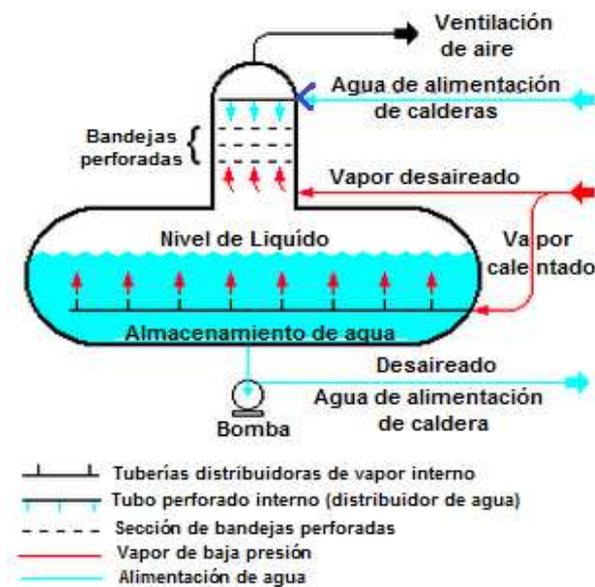


Figura 2. 2. Esquema de un desaireador de tipo bandeja

Fuente: (Beychok, 2009)

En el desaireador de alcanzar la desaireación, el agua puede ser dosificado con hidrazina, un producto químico que neutraliza (elimina) el resto de oxígeno en el agua hasta por debajo de 5 partes por mil millones (ppb)³. También se dosifica con Potencial de Hidrogeno (pH), agentes de control, tales como amoníaco o morfolina para mantener la residual acidez baja y por lo tanto no corrosiva.

²Se utiliza para la eliminación de aire y otros disueltos los gases desde el agua de alimentación al vapor generado en calderas.

³Parts per billion partes por billones (USA) partes por mil millones (traducido).

3.4.2. Generadores de Vapor

El generador de vapor utilizado en centrales termoeléctricas es la caldera de vapor, esta es una estructura metálica, la cual tiene paredes hechas de acero aislada con una red de tubos de la caldera de acero de alta presión unidos a la superficie interior de las paredes.

El agua de alimentación de una caldera desaireada entra en el economizador (ver figura 2.3) donde es precalentado por la combustión calientes gases de combustión y luego fluye en el tambor de vapor de la caldera en la parte superior del horno. El agua del tambor que circula a través de los tubos de la caldera en las paredes del horno utilizando la densidad diferencia entre el agua en el tambor de vapor y la mezcla de vapor-agua en los tubos de la caldera.

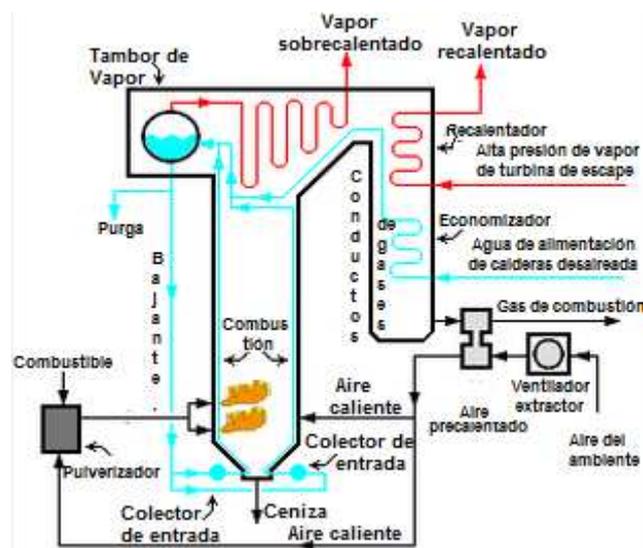


Figura 2. 3. Esquema de un Generador de vapor convencional

Fuente: (Beychok, 2009)

El combustible sólido (ej. carbón pulverizado) es inyectado por aire soplado hacia el horno desde boquillas de combustible en las cuatro esquinas y se quema rápidamente, formando fuego (llama de quemador) en el centro. La radiación térmica del quemador calienta el agua que circula a través de los tubos de la caldera montados en las paredes del horno. Como circula el agua, que absorbe el calor y parcialmente

se transforma en vapor de agua a aproximadamente 362°C y a una presión de 190 bares. En el tambor de vapor de la caldera, el vapor se separa del agua en circulación.

El vapor fluye entonces a través de tubos de sobrecalentamiento que cuelgan en la parte más caliente de la trayectoria de los gases de combustión de combustión a medida que sale del horno. Aquí el vapor es sobrecalentado a aproximadamente 540°C antes de ser enrutada a la turbina de vapor de alta presión.

3.4.3. Condensador

El condensador de superficie es un intercambiador de calor de carcasa y tubo en el que el agua de refrigeración se hace circular a través de los tubos. El vapor de escape de la turbina de baja presión entra en el caparazón donde se enfría y se convierte en agua de condensación (agua) que fluye por encima de los tubos

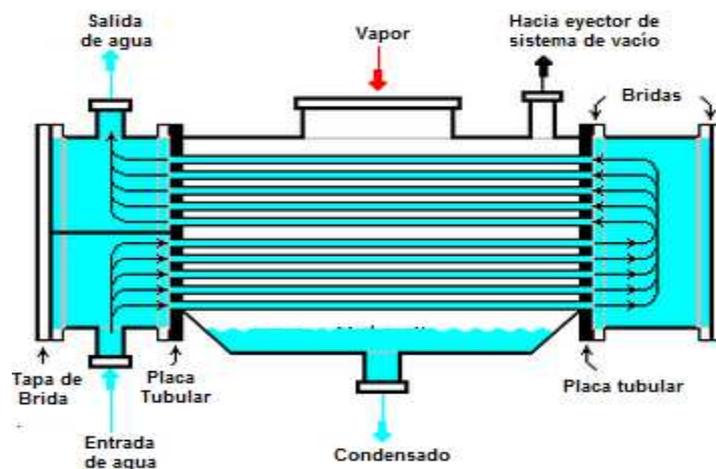


Figura 2. 4Esquema de un condensador de superficie refrigerada por agua

Fuente: (Beychok, 2009)

Estos condensadores utilizan eyectores de vapor o de motor rotativos impulsada por extractores para la eliminación continua de aire y gases desde el lado del vapor para mantener el vacío.

Para obtener la mejor eficiencia, la temperatura en el condensador debe mantenerse tan bajo como sea práctico con el fin de lograr la menor presión posible en el vapor de condensación. Dado que la temperatura del condensador casi siempre puede

mantenerse significativamente por debajo de 100°C en donde la presión de vapor de agua es mucho menor que la presión atmosférica, el condensador generalmente funciona bajo vacío. Así, las fugas de aire no condensable en el circuito cerrado deben ser prevenidas.

Las plantas que operan en climas calientes pueden tener que reducir la producción si su fuente de agua de refrigeración del condensador se vuelve más cálido; lamentablemente esto suele coincidir con los períodos de alta demanda eléctrica para el aire acondicionado.

El condensador generalmente utiliza el proceso de circulación de agua de refrigeración de una torre de enfriamiento para rechazar el calor residual a la atmósfera, o una vez expulsada hacia un río, lago o mar.

3.4.4. Calentador de agua de alimentación

Cuando se utiliza una caldera de tambor, el condensador de superficie elimina el calor latente de evaporación del vapor de agua a medida que cambia los estados de vapor a líquido. El contenido de calor (Julios o BTU) en el vapor se conoce como entalpía. La bomba de condensado luego bombea el agua condensada a través de un calentador de agua de alimentación. El equipo de calefacción de agua de alimentación a continuación, eleva la temperatura del agua mediante la utilización de vapor de extracción de varias etapas de la turbina.

El precalentamiento del agua de alimentación reduce las irreversibilidades que participan en la generación de vapor y por lo tanto mejora la eficiencia termodinámica del sistema. Esto reduce los costos operativos de la planta y también ayuda a evitar el choque térmico al metal de la caldera cuando el agua de alimentación se introduce de nuevo en el ciclo de vapor.

3.4.5. Sobrecalentador

A medida que el vapor está condicionada por el equipo de secado en el interior del tambor, que se canaliza desde el área superior del tambor en un elaborado conjunto

de tubo en diferentes áreas de la caldera. Las áreas conocidas como sobrecalentador y recalentador. El vapor de vapor recoge la energía y su temperatura está ahora sobrecalentado por encima de la temperatura de saturación. El vapor sobrecalentado se canaliza entonces a través de las principales líneas de vapor a las válvulas de la turbina de alta presión.

3.5. Descripción de la instalación y operación de una turbina de gas

Los datos relativos a maquinaria, equipos, instalaciones, flujos tecnológicos

3.5.1. Turbina de gas

La instalación de turbina de gas está asignada hacia un compresor de aire, una sala de combustión y la turbina en sí, todos acoplados en el mismo eje. El generador eléctrico está enlazado en el lado frío, cerca del compresor de aire.

El compresor libera el aire, el cual es forzado a la sala de combustión donde el aire se mezcla con el combustible (gas natural). El gas de combustión se ve obligado a ser admitido en la turbina de gas, donde se libera. Una parte de la mecánica producida se transmite al generador y la otra parte se utiliza para llevar adelante el compresor de aire.

A fin de asegurar la presión requerida para el gas natural, al forzar a la sala de combustión, se utiliza un compresor de gas natural. La instalación objeto de oferta es 2x100% (una operación y una en reserva).

La instalación de la turbina de gas tiene principalmente:

- El sistema de admisión de aire
- Turbina de gas
- El sistema de escape de gases de combustión
- Generador

- Accesorios y equipos relacionados, tales como el sistema de aceite de lubricación, sistema de detección de gas y sistema de protección contra incendios, sistema de control.

3.5.1.1. El sistema de admisión de aire:

El sistema de admisión de aire para la turbina de gas tiene dos niveles de filtrar el aire de admisión, tubos de aire y amortiguadores de ruido. El sistema debe ser seleccionado con el fin de garantizar un funcionamiento seguro en instalaciones de turbinas de gas en función del predominio de aire en el emplazamiento.

3.5.1.2. Compresor de aire:

El compresor de aire está diseñado para un funcionamiento continuo para una gama de $\pm 5\%$ de la velocidad nominal (equivalente del rango de frecuencias 47,5 - 52,5Hz). Se mantiene estable a pesar de todas las circunstancias de carga, rodeando los depósitos de polvo y de temperatura de los compresores de paleta.

Se añadieron instalaciones de lavado fuera de línea para el compresor. El compresor se lava con regularidad para eliminar los depósitos de polvo y asegurar el correcto funcionamiento.

3.5.1.3. Sistema de combustión:

El sistema de combustión deberá estar diseñado para un funcionamiento adecuado en todas las etapas: inicial, la sincronización del sistema hasta la carga máxima y detener, en el combustible indicado.

Con el fin de reducir las emisiones de NOx de proceso de combustión, turbina de gas debe ser dotados de quemadores de NOx reducidas, el llamado sistema DLN (Dry Low NOx), que reduce las emisiones de NOx bajo 50 mg/Nm³.

El flujo del quemador de combustible se ajustará a:

- Mantener la velocidad constante de la turbina para todas las etapas;

- La temperatura de entrada del límite de la turbina a un nivel preestablecido;
- Asegurar que el generador cumpla con la regulación de los requisitos.

Sistema de escape de gases de combustión

El sistema de gas de combustión agota gas caliente a través de tubos de esparcidor y gas en el generador de vapor de recuperación de calor (HRSG). Tubos de escape están diseñados para evitar la vibración durante la operación y deben ser investidos con suficientes compensadores para compensar varias dilataciones entre la turbina de gas y el sistema de escape de los gases de combustión. Los tubos de escape entre la turbina y el generador de vapor de recuperación de calor tienen las opciones mínimas de dirección del flujo de gas. El gas de combustión caliente agotado de la turbina de gas se transfiere al generador de vapor de recuperación de calor, donde se utiliza la energía térmica del gas de combustión para producir vapor de alta presión. Finalmente, el gas de combustión se libera en el aire a través de un embudo de humo.

Generador

El rotor de la turbina de gas está conectado directamente a un generador eléctrico que va a generar la potencia necesaria. El generador eléctrico de la turbina de gas se conecta a un transformador elevador de voltaje.

3.5.1.4. Equipo auxiliar de la turbina de gas:

La turbina será investida con todos los dispositivos de alto estándar necesarios para garantizar un seguro funcionamiento:

- Dispositivo de suministro de gas natural;
- Encendido de la llama y el dispositivo de detección;
- Sistema de parada y puesta en marcha fría del dispositivo;
- Dispositivo de lubricación de aceite para cuñas y bloqueos de engrase;

- Carcasa y embalaje del dispositivo de refrigeración;
- Dispositivo de enfriamiento del generador;
- -Dispositivo de lavado del compresor de aire;
- Sistema de suministro de aire Instrumental para transmisión de accesorios;
- Sistema de protección contra incendios de la turbina por la inundación de gas inerte (ISO 6183);
- Dispositivo de detección de fugas de gas (protección IP65);
- Sistema de limpieza de aire de inyección de gas.

Los dispositivos anteriores tienen equipos específicos (tanques, bombas, filtros, de aislamiento y de ajuste cerraduras) incluidos en el kit de la dotación de la turbina, así como dispositivos de automatización y medición (termopares, sensores, detectores de humo y gas, etc.)

El interfaz del operador de equipos de turbinas de gas de mando y control se encuentra en la sala de control y va a interactuar con el Sistema de Control Distribuido (DCS) de la central. Los contenedores de equipo de vigilancia serán colocados en la sala de equipos eléctricos.

Todos los compartimientos en el caso de sonido aislante serán ventilados mecánicamente con el fin de mantener en todo momento, una presión interna ligeramente más baja que el nivel de temperatura del compartimiento de la presión atmosférica y el límite de tener largos ciclos de vida de todos los equipos contenidos dentro.

Un dispositivo de detección de fugas de gas se coloca dentro de la caja de aislamiento acústico y se instalará un tablero de alarma en la sala de mando de la central eléctrica. El caso de aislamiento acústico también contendrá un dispositivo de extinción automática de incendios. Los incendios se extinguirán por medio de un gas, como el dióxido de carbono.

3.5.1.5. Generador de vapor de recuperación de calor

El generador de vapor de recuperación de calor debe utilizarse junto con la turbina de gas y debe ser capaz de empezar y apagarse automáticamente y funcionar a cargas parciales impuestas por la turbina de gas, sin desafío de calor excesivo. El montaje del generador de vapor de recuperación de calor se hará al aire libre. (Rojas, 2013, pág. 120)

El generador de vapor de recuperación de calor transfiere calor en el gas de combustión de la turbina de gas, para el suministro de agua que se convierte en vapor. El valor producido por el generador de vapor de recuperación de calor tendrá tres diferentes presiones. El sistema se beneficiará de la circulación natural con los tubos de admisión y de salida, el aislamiento térmico, la estructura de la resistencia y el embudo individual de humo.

Los materiales de construcción serán seleccionados para garantizar un ciclo de vida de 25 años en lo más mínimo y una duración de funcionamiento de 200,000 horas mínimo. El generador de vapor de recuperación de calor será dotado de válvulas de seguridad para la protección de sobrepresión y aislamiento acústico.

Los principales elementos del generador de vapor de recuperación de calor son:

- Las secciones de transferencia de calor incluyendo precalentadores y sobrecalentadores
- El cilindro con separadores y secadores de vapor
- Los tubos de escape de gas
- El aislamiento interno
- Los compensadores de dilatación y estructura de soporte
- El embudo de humo (aproximadamente 60 metros por encima del suelo debajo de la reserva de -la obtención de la aprobación de la autoridad)
- Las escaleras y plataformas
- La conexión de tubos, conductos derivadores, automatización y accesorios.

El sistema de suministro del generador de vapor de recuperación de calor puede estar diseñado de varias maneras, dependiendo de las necesidades del contratista, tales como:

- ❖ Bombas de alimentación, 2 x 100%; para cada etapa de presión (suministrada desde el tanque de agua de alimentación);

Los principales componentes del sistema de presión incluyen:

- Baja presión: economizador, cilindro, 1 sobrecalentador
- Presión media: economizador, cilindro, vaporizador, sobrecalentador
- Alta presión: economizador, cilindro, vaporizador, sobrecalentador.

El suministro de agua se bombea en el economizador a diferentes niveles de presión. El economizador es el último intercambiador de calor que recibe el calor del gas de combustión, antes de su escape en el aire.

Presión alta

El suministro de agua se bombea a través de bombas de suministro en la sección del generador de vapor de recuperación de calor. El agua a alta presión pasa a través del economizador, se calienta y alcanza el cilindro, a continuación, pasa al cilindro de alta presión desde el lado inferior del vaporizador de alta presión.

La mezcla de líquido/vapor saturado regresa al cilindro de vapor donde las dos fases están separadas por el separador de vapor. El agua saturada vuelve al vaporizador, mientras que la vaporización continúa en el sobrecalentador.

En el interior del sobrecalentador, la temperatura del vapor se eleva a la temperatura de saturación. Desde el sobrecalentador, el vapor alcanza el cuerpo de presión alta de la turbina.

Presión media

El suministro de agua se bombea a través de bombas de suministro en la presión media.

Como en la sección de alta presión, el suministro de agua se precalienta en el economizador y el vapor se genera en el vaporizador de presión media. El vapor saturado pasará a través de un sobrecalentador y se mezcla con vapor a 37bares y 360°C, en el cuerpo de alta presión de la turbina. La mezcla de vapor pasa entonces a través de dos sobrecalentadores adicionales donde el vapor llega sobrecalentado. 35bares y 565° suministrará la presión media del cuerpo de la turbina.

Presión baja

El suministro de agua se precalienta en el economizador de baja presión antes de entrar en el cilindro. El vapor, separado en el cilindro, se sobrecalienta en el sobrecalentador. El vapor sobrecalentado se suministrará en el cuerpo de baja presión de la turbina de vapor junto con el vapor de la presión media de la turbina. El vapor condensado se precalienta antes de entrar en el tanque de agua de alimentación.

Los gases de escape del generador de vapor de recuperación de calor se escapan a través del embudo de humo.

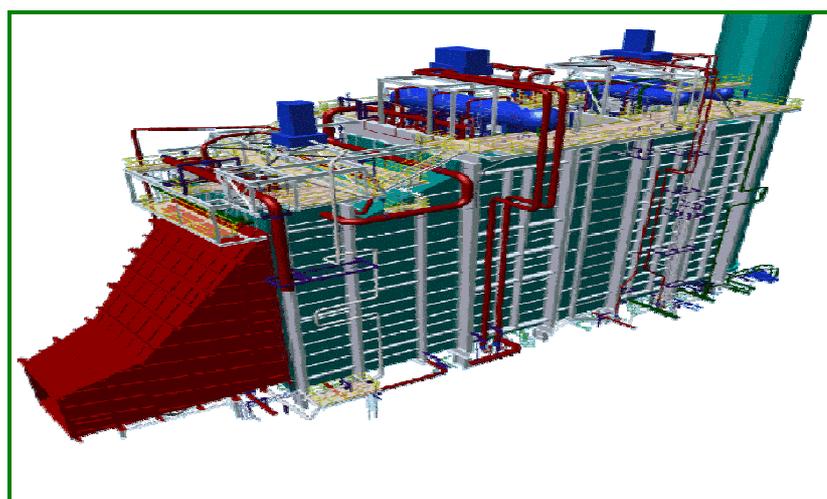


Figura 2. 5Generador de vapor de recuperación de calor

Fuente: General Electric, 2010

3.5.2. Turbina de vapor

La turbina de vapor debe ser diseñada y mejor adaptada para el funcionamiento continuo en la condensación. Cada modo de funcionamiento debe alinear la turbina de vapor para el modo de funcionamiento de la turbina de gas y el generador de vapor de recuperación de calor.

La turbina de vapor tendrá dos unidades y opera a la velocidad nominal de 3000 rot/min, 50/60 Hz de frecuencia.

Bypass:

Para una alta flexibilidad operacional durante el modo de funcionamiento, el modo de cierre u otras circunstancias inapropiadas de funcionamiento, hay un by-pass para cada unidad de la turbina de vapor. El sistema By-pass será diseñado para el flujo de vapor nominal y el cambio de la operación normal de la operación de by-pass es totalmente automatizado.

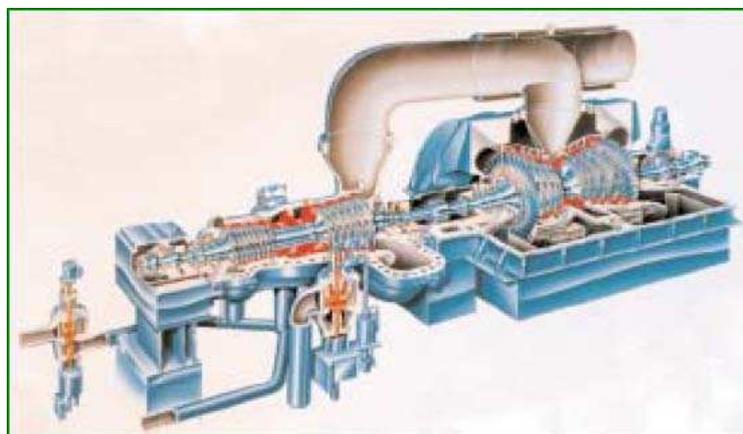


Figura 2. 6 Sistema de By-pass

Fuente: (ABB, 2015)

La turbina de vapor y el sistema de vapor, respectivamente, deben ser dotados de instalaciones de derivación con el fin de:

- Ser utilizado durante los modos de inicio y apagado del generador de vapor de la turbina de vapor y recuperación de calor
- Dirigir el exceso de vapor desde todos los niveles de presión de condensador, si la turbina de vapor se apaga. No hay by-pass de embudo, por lo tanto el sistema de by-pass de la turbina debe ser operado por un corto tiempo, sin restricciones.

3.5.2.1. Instalaciones auxiliares y equipos

La turbina de vapor será investida con todos los dispositivos de alto estándar necesarios para garantizar un funcionamiento seguro, como el dispositivo de engrase y la unidad hidráulica, el dispositivo de sellado y control de calor, etc.

3.5.2.2. Caldera de vapor auxiliar

Con el fin de iniciar la planta de cogeneración y garantizar energía térmica en caso de que se apague, una caldera de vapor auxiliar se monta, cuyas principales características técnicas están a continuación:

Tabla 2. 1Características de la caldera de vapor

No.	Parámetros	Unidad de medida	Valor
1.	Poder calorífico	MWt	26
2.	Flujo de vapor	t/h	35
3	Presión de vapor	Bar	16
4.	Temperatura de vapor	°C	230
5.	Combustible utilizado - Gas natural	m ³ s/h	2,710

Nota: valores de una caldera típica

La caldera de vapor funcionará un máximo de 2,000h/año. La combustión de escape de gases de la combustión de combustible se dará a conocer por medio de un embudo de humo: 30m de altura y 0,8 de diámetro interior máximo.

3.5.2.3. Sistema de enfriamiento de agua

El sistema de refrigeración de agua será un sistema de tipo circulación cerrada. El calor transferido desde el condensador principal y el sistema de refrigeración auxiliar será enfriado por medio de una torre de refrigeración. La re-circulación del agua será asegurada por la estación de bombeo de enfriamiento de agua que es de hecho una prolongación de la cuenca torre de refrigeración.

El flujo del enfriamiento de agua será 4.638 kg/s, y la temperatura del agua de entrada/salida será de 16/28°C.

La calidad del agua cruda no es apropiada para el sistema de refrigeración por agua y por lo tanto, se requieren los siguientes tratamientos químicos:

- Descarbonatación del agua cruda;
- Dosificación de cloro o biocidas en el tratamiento del agua para prevenir el desarrollo de sustancias orgánicas;
- Dosificación de los inhibidores de ácidos y anti-corrosión sulfúrico, en el sistema de circulación de agua para el control de pH y evitar la corrosión de componentes.

Refuerzo de la torre de enfriamiento

Las unidades de la torre de enfriamiento están en contracorriente, y se compone de 8 celdas de refrigeración idénticos establecidos en una fila.

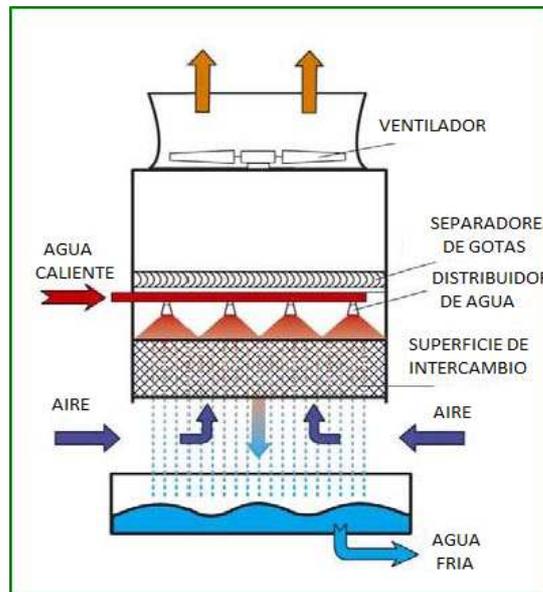


Figura 2. 7Plan de las células de enfriamiento, tipo húmedo

Fuente: HAMON, 2012

La temperatura del aire circundante es aspirada en la base de la torre a través de dos grandes orificios, a cada lado de la torre. El aire se utiliza como medio de enfriamiento para reducir la temperatura del agua caliente circulando.

El aire se transfunde verticalmente por el interior de la torre de refrigeración, y alcanza la superficie de los intercambiadores de calor (llenado tipo peculiar) los cuales exponen una superficie máxima de agua a la corriente de aire fresco y determinar la transferencia de calor del agua al aire, por evaporación.

Los ventiladores axiales en el lado superior de las baterías de refrigeración aspiran la cantidad necesaria de aire a través de la torre. Un sistema de verificación de caída (salpicaduras) situado por encima del nivel de distribución de agua asegura la interrupción de las gotas de agua que se ven obligadas a colisionar en las superficies inclinadas en el interior de eliminadores y volver a la balsa de la torre de refrigeración. El papel del sistema de verificación de caída es dejar que las gotas de agua se evaporen y transportarlas a través de la corriente de aire en la atmósfera.

3.5.2.4. Tratamiento químico del agua

El tratamiento de agua necesaria para la planta de condensación se realiza a través de dos estaciones separadas:

Estación de descarbonatación del agua cruda (364 t/h)

La descarbonatación del agua cruda se realiza en dos decantadores (capacidad de 100 m³/h cada uno), mediante el uso de agentes químicos: Ca(OH)₂, NaOCl, FeCl₃ y polielectrolitos que decantan material en suspensión, para obtener agua de calidad adecuada.

El agua descarbonatada se utiliza para preparar agua desmineralizada y tratar el agua de refrigeración.

La refrigeración por agua de circuito cerrado requiere aprox. 0.132 m³/s 0.095 mc/s (478 mc/h, 342 mc/h) tratamiento de agua que debe ser compensado de forma continua a la carga máxima, de los cuales:

- 0.077 mc/s (280 mc/h) para cubrir las pérdidas por evaporación;
- 0.017 mc/s (62 mc/h) golpe por el agua.

El agua de refrigeración se filtra continuamente para eliminar el material en suspensión.

La calidad del agua descarbonatada preparada es la siguiente:

Tabla 2. 2Calidad del agua descarbonatada.

No.	Indicador	Unidad de medida	Valor
1.	Suspensiones	mg/l	<10
2.	Conductividad	μS	24 aprox.. 300
3.	pH	-	9.5
4.	Dureza	°dH	2.5
5.	SO ₄	mg/l	24aprox.. 96

Nota: Valores promedio. Fuente: (USGS, 2014)

Estación de desmineralización de agua (caudal máximo 22 mc/h).

La estación de desmineralización (usado principalmente para eliminar los minerales) tiene dos líneas de filtración hechas de filtros catiónicos, filtros aniónicos y filtros de lecho mixto.

La desmineralización del agua requiere depósitos de HCl y NaOH. La calidad del agua desmineralizada obtenida en la estación de tratamiento químico del agua es la siguiente, ver tabla 2.3.

Tabla 2. 3 Indicadores del agua desmineralizada.

No.	Indicador	Unidad de medida	Valor
1.	Conductividad (25 °C)	μS/cm	< 0.2
2.	Hierro	mg/l	< 0.02
3.	Sodio	mg/l	< 0.01
4.	Cobre	mg/l	< 0.003
5.	SiO ₂	mg/l	< 0.02

Nota: Valores promedio. Fuente: (USGS, 2014)

Las aguas residuales del circuito de agua-vapor, la estación de desmineralización de agua y el sistema de enfriamiento son recogidos en un tanque de enfriamiento de 30m³ y luego es trasladado a un tanque de neutralización de 200m³, para asegurar que el pH tiene el valor correspondiente a evacuar la calidad del agua de desecho, establecido por la ley.

Para establecer la cantidad de polvo que entra las torres de refrigeración, se montan dos tanques de sedimentación, cada uno con capacidad de 300 m³. Para una dosis mayor de biocidas, el tanque puede ser utilizado para reducir la concentración antes de la descarga.

El flujo liberado de aguas residuales de los tanques de sedimentación es 0,014 mc/s (50 mc/h).

3.6. Particularidades de turbina de vapor para generación eléctrica

La serie de etapas de turbinas de vapor incluye una turbina de alta presión, una turbina de presión intermedia y dos turbinas de baja presión. Una configuración común es que la serie de turbinas está conectados el uno al otro y en un eje común, con el generador eléctrico también estar en ese eje común.

Como el vapor se mueve a través del sistema, pierde presión y energía térmica y se expande en volumen, lo que requiere el aumento de diámetro de la turbina y palas de la turbina más largos en cada etapa sucesiva.

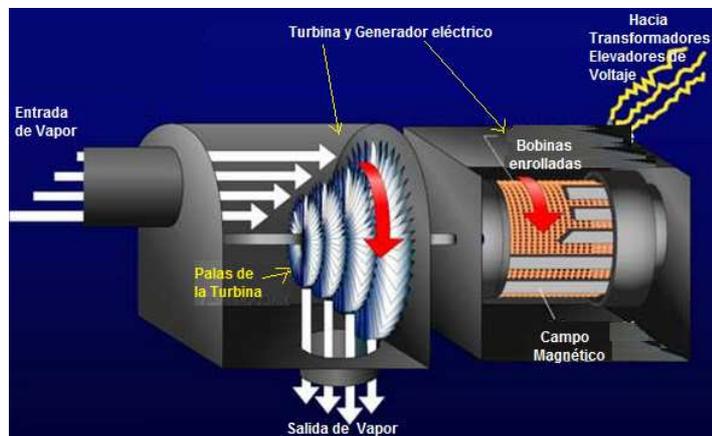


Figura 2. 8Esquema de turbina y generador eléctrico

(Geothermal energy, 2010)

Desde el puerto de entrada de vapor de la turbina hacia el punto de escape, las cuchillas y la cavidad de la turbina son progresivamente más grande para permitir la expansión del vapor. Los álabes (palas) fijos actúan como boquillas en el que el vapor se expande y surge a una velocidad aumentado, pero de menor presión.

Toda la masa en rotación puede pesar más de 180 toneladas métricas y ser 30 metros de largo.

El vapor de escape de la turbina de alta presión (reducción de la presión y de la temperatura) devuelve a tubos de recalentamiento del generador de vapor donde se recalienta de nuevo a 540°C antes de desembocar en la turbina de presión intermedia.

El vapor de escape de la turbina de presión intermedia desemboca directamente en las dos turbinas de baja presión y el vapor de escape de las turbinas de baja presión fluye en el condensador de superficie. Una pequeña fracción de vapor de las turbinas se utiliza para calentar el desaireador y/o el precalentador de agua de alimentación de caldera.

Hay dos tipos básicos de turbinas de vapor, turbinas de acción y turbinas de reacción, cuyas hojas están diseñadas controlar la velocidad, la dirección y la presión del vapor tal como se pasa a través de la turbina.

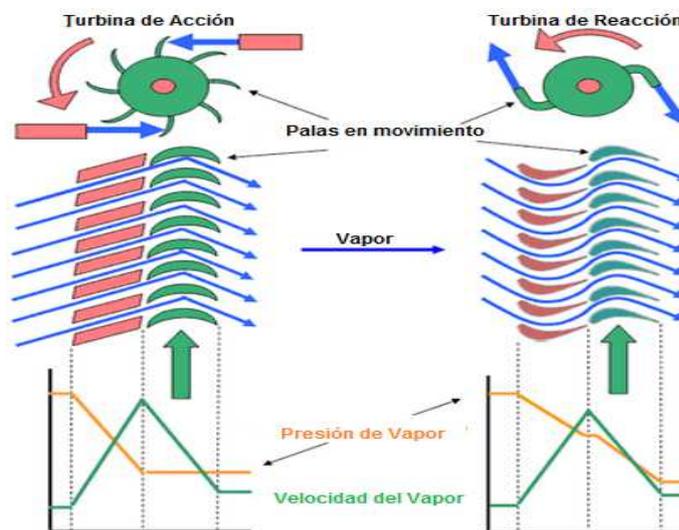


Figura 2. 9Tipos de turbinas

(Electropaedia, 2010)

Turbinas de acción

Los chorros de vapor se dirigen en forma de cubo palas del rotor de la turbina, donde la presión ejercida por los chorros hace que el rotor gire y la velocidad del vapor para reducir, ya que imparte su energía cinética a las cuchillas. Las cuchillas en cambio su vez cambian la dirección del flujo del vapor sin embargo, su presión permanece constante a medida que pasa a través de las palas del rotor puesto que la sección transversal de la cámara entre las cuchillas es constante. Turbinas de acción son, por tanto, también conocidos como turbinas de presión constante.

La siguiente serie de cuchillas fijas invierte la dirección del vapor antes de que pase a la segunda fila de álabes en movimiento.

Turbinas de reacción

Las palas del rotor de la turbina de reacción se forman más como perfiles aerodinámicos, dispuestos de tal manera que la sección transversal de las cámaras formadas entre las cuchillas fijas disminuye desde el lado de entrada hacia el lado de escape de las palas. Las cámaras entre las palas del rotor esencialmente forman boquillas de modo que a medida que el vapor de agua progresa a través de las cámaras de su velocidad aumenta, mientras que al mismo tiempo, su presión disminuye, al igual que en las boquillas formadas por las cuchillas fijas.

Así, la presión disminuye en ambas las cuchillas fijas y móviles. A medida que el vapor de agua emerge en un chorro de entre las palas del rotor, se crea una fuerza de reacción sobre las cuchillas que a su vez crea el momento de giro en el rotor de la turbina, al igual que en el motor de vapor del héroe. (Tercera Ley de Newton; Por cada acción hay una reacción igual y opuesta)

3.6.1.Sistema de aceite

Un sistema de bomba de aceite auxiliar se utiliza para suministrar aceite a la puesta en marcha del generador de turbina de vapor. Suministra el sistema de aceite hidráulico necesario para la válvula principal de la turbina de vapor de entrada de parada de vapor, las válvulas de control de gobierno, los sistemas de aceite del cojinete y el sello, los relés hidráulicos pertinentes y otros mecanismos.

A una velocidad preestablecida de la turbina durante la creación de empresas, una bomba accionada por el eje principal de la turbina se hace cargo de las funciones del sistema auxiliar.

3.6.2. Generador de disipación de calor

El generador de electricidad requiere refrigeración para disipar el calor que genera. Mientras que las unidades pequeñas pueden ser enfriadas por aire aspirado a través de filtros en la entrada, las unidades más grandes generalmente requieren arreglos especiales de enfriamiento. El enfriamiento del gas de hidrógeno, en una cámara de aceite-sellado, se utiliza porque tiene el coeficiente de transferencia de calor más alto conocido de cualquier gas y por su baja viscosidad que reduce las pérdidas por resistencia aerodinámica.

Este sistema requiere una manipulación especial durante el arranque, con el aire en la cámara de primera desplazada por dióxido de carbono antes de llenar con hidrógeno. Esto asegura que el altamente inflamable de hidrógeno no se mezcla con el oxígeno en el aire.

La presión de hidrógeno dentro de la carcasa se mantiene ligeramente superior a la presión atmosférica para evitar la entrada de aire exterior. El hidrógeno debe ser sellado contra fugas hacia el exterior, donde el eje emerge de la carcasa. Los sellos mecánicos de todo el eje se instalan con un muy pequeño espacio anular para evitar el roce entre el eje y los sellos. Sello de aceite se utiliza para prevenir la fuga de gas de hidrógeno a la atmósfera.

El generador también utiliza la refrigeración por agua, dado que las bobinas del generador están a un potencial de aproximadamente 22 kV y el agua es conductora, una barrera aislante tal como Teflón se utiliza para interconectar la línea de agua y los devanados de alta tensión del generador. Se utiliza agua desmineralizada de baja conductividad.

3.7. Caso Estudio: Central Termoeléctrica Esmeraldas

En la provincia de Esmeraldas, en la parroquia Vuelta Larga, se encuentran las instalaciones de la Central Termoeléctrica Esmeraldas CTE, con una extensión aproximada de 205.618 m², constituye la tercera generadora termoeléctrica más grande del Ecuador. Sus instalaciones cuenta con una casa de máquinas, caldera,

chimenea, torre de enfriamiento, tanques de almacenamiento, obra de toma, edificios menores, edificación para generación de electricidad y subestaciones eléctricas para distribución/conexión al Sistema Nacional Interconectado SNI, donde provee los niveles de voltaje: 138-69-13.8 KV.

Voltaje de 138 KV:

Según el trabajo de titulación de Roberth Rendón (2013) y Jean Carlos Aguirre (2014) indica que, a través de una línea de transmisión radial de 154 Km, de doble circuito y de 138 KV, con un límite térmico de 141 MVA por circuito, se interconectan estos niveles de voltaje las Subestaciones eléctricas de Santo Domingo y Esmeraldas.

Voltaje de 69 KV:

(Aguirre, 2014) Para proporcionar servicio de suministro eléctrico a la provincia de Esmeraldas se dispone de un auto transformador trifásico AA1 con una capacidad de 75/75/25 MVA y con los voltajes de 138/69/13.8 KV de la subestación Esmeraldas, de donde surgen dos alimentadores para proveer el servicio a Emelesa y a la Refinería Estatal. (Rendón, 2013).

Voltaje de 13.8 KV:

Con el nivel de generación de 13.8 KV, el generador se enlaza al SNI en el voltaje de 138 KV, a través del transformador MT1 con una capacidad de 160 MVA. (Rendón, 2013).

La CTE en Agosto del año 2014 fue remodelada y equipada para operar de forma eficiente, la inversión superó los 101 millones de dólares y provee 96 MW al SNI, esta obra fue denominada como CTE II.

Según datos publicados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en su portal web, cada barra produce 48 MW que salen a la subestación eléctrica a través

de 2 transformadores con potencia nominal de 50 MW. Y el área donde está la CTE I opera con una sola turbina que produce 130 MW.

El gerente de la Unidad de Negocio de la TermoEsmeraldas, Alberto Cruz, manifiesta que la CTE II cuenta con dos cubetos con siete tanques para el almacenamiento de combustibles, aceites, y aguas oleosas, los de mayor volumen, se destinan para el provisión de combustible *fuel oil* y diésel estos tanques tiene una capacidad de 2000m³ cada uno.



Figura 2. 10 Central Termoelectrica Esmeraldas

Fuente: (El Ciudadano, 2014)

En el área de máquinas están instalados 12 motores de combustión interna de cuatro tiempos con sus generadores, que producirán 85 MW En el área de calderos y chimenea de recuperación, se utilizan los gases calientes que salen del motor para generar vapor con el que se calienta el *fuel oil* N°6. Existe un caldero por cada motor, así como una chimenea de aproximadamente 30 metros de altura con un sistema de silenciador que reduce el ruido generado por la turbulencia de los gases, además de un sistema de filtros para limpiar el CO₂ de esta manera reduce el impacto contaminante a la atmosfera. (Diario El Comercio, 2014).

En la sala de control se encuentran los equipos con tecnología de punta, sistemas de control distribuido para supervisar o monitorear la infraestructura y red de los equipos generadores de electricidad.

En total, toda la Unidad de Negocios TermoEsmeraldas, genera 228 megavatios, que significa alrededor del 6% de la demanda total del país. Esta capacidad de abastecimiento permitiría dotar de energía a media ciudad de Guayaquil o superar la demanda de una ciudad como Cuenca. (El Ciudadano, 2014).

3.7.1. Infraestructura de la Central Termoeléctrica Esmeraldas

Se describe la estructura de la CTE II

Sistema de Tanques

Existen 2 playas con una estructura denominada cubetos de retención, estas sirven para impedir derrames de sustancias o líquidos (cualquier producto químico), logrando ser almacenados de forma sencilla y segura en caso de originarse derrames, previniendo la contaminación del río Teaone. Encima de estos cubetos están los 7 tanque de acero inoxidable para aceite, 2 tanques para diésel y un tanque diario de *fuel oil*, cada uno de ellos se unen a la central a través de tuberías de gran diámetro. Existe además un tanque de hormigón armado de 750 m³ para almacenar agua del sistema contra incendios.



Figura 2. 11Central Termoelectrica Esmeraldas

Fuente: (El Ciudadano, 2014)

El agua potable es utilizada en actividades domésticas y en el proceso de desmineralización (DEMI), mientras que el agua del río Teaone es empleada en el

proceso de clarificación. Para abastecerse de agua de río, la empresa utiliza dos bombas alternativas, de eje vertical, que levanta 400 m³/h de agua.

Área casa máquinas

En un área de 120 metros de largo por 40 metros ancho donde se ubicaran los 12 motores de combustión interna de 4 tiempos con sus respectivos generadores, provista de un puente grúa de 16 toneladas de capacidad, que facilitará el montaje y mantenimiento de las unidades.



Figura 2. 12 Instalación de motores de combustión y generadores eléctricos

Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2014)



Figura 2. 13 Partes de motores de combustión interna

Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2014)

Parte de esta área son diferentes subáreas, las cuales comprenden módulos o equipamiento para suministro de aceite lubricante, separación del aceite, suministro de combustible y los equipos de refrigeración.

Módulo de Suministro de Aceite Lubricante

Este módulo cumple la función bañar en aceite las partes móviles del motor posee dos bombas una que funciona y otra de respaldo en caso de que falle la bomba 1 estas succiona el aceite que se encuentra en el *carter* del motor y lo bombea hacia la partes móviles tales como chapas de biela , chapas de bancada, camisa de los cilindros, válvulas, arboles de leva balancines previo para que lubrique estos puntos, el aceite pasa por un intercambiador de calor de placas las cuales enfrían el aceite con agua de baja temperatura (*Low Temperature, LT*) controlada por un válvula termostática luego pasa por un autofiltro que tiene como función retener partículas y sedimentación del aceite y riega las partes ya mencionadas.



Figura 2. 14 Modulo de suministro de aceite lubricante

Fuente: el autor

Módulo de Separación de Aceite

La función de este equipo es separar o centrifugar el aceite lubricante eliminando los sólidos suspendidos, partículas solididad, porcentaje de agua y calentar el aceite este

consta de una bomba de succión de aceite desde el *carter* hasta la separadora pasando por un calentador controlado por electroválvulas y sensores de temperatura que permiten el paso del vapor para calentar el aceite luego pasa a la centrifugadora donde cumple la función ya mencionada y luego el aceite limpio ya separado regresa al *carter* manteniendo un aceite óptimo para la lubricación de piezas.



Figura 2. 15 Módulo de Separación de Aceite

Fuente: el autor



Figura 2. 16 Módulo de Suministro de Combustible

Fuente: el autor

Sistema de enfriamiento

El sistema de enfriamiento consiste en procedimientos para que el motor se enfríe y consiste en utilizar agua/aceite consta de un radiador, un ventilador interior para enfriar sus propios componentes.



Figura 2. 17 Módulos de Baja y Alta Temperatura

Fuente: el autor

Módulo de Enfriamiento de HT y LT

La sub área de enfriamiento o refrigeración es la que permite que los motores trabajen a temperaturas óptimas. Está compuesto por módulos de baja temperatura encargados de enfriar el aire de carga y el aceite de la máquina, el módulo de alta temperatura (*High Temperature*, HT).

Mediante la acción de los ventiladores se encarga de enfriar el agua que viene de los motores durante su operación, una vez enfriada retorna a enfriar la camisa de la máquina en forma sucesiva.



Figura 2. 18Módulo de agua para los Inyectores

Fuente: el autor



Figura 2. 19Módulo de radiadores para enfriamiento de agua de HT Y LT

Fuente: el autor

Después de estos equipos que utiliza el sistema de refrigeración, estos se apoyan en el sistema de radiadores, estos se aprecian en la figura 2.20.]



Figura 2. 20 Radiadores en la Central Termoelectrica Esmeraldas

Fuente: (El Ciudadano, 2014)

El radiador origina la cesión del calor sobrante a la atmósfera, están colocados en la parte delantera, hace pasar el líquido refrigerante por unos conductos, rodeado de un gran número de aletas o laminillas, incrementándose por tanto la eficacia en la refrigeración.



Figura 2. 21 Instalación de líneas de agua del turbocargador del motor de combustión

Fuente: el autor

En resumen, cada motor eléctrico de 30 caballos de fuerza (*Horse Power*, HP) se encarga accionar las pala con aspas tipo autogiro (como hélices) por cada motor hay 6 radiadores, 4 de alta y dos de baja temperatura, que genera la suficiente corriente de aire que enfría el agua desmineralizada que llega hasta los motores formando un circuito cerrado.

Área de calderas y chimeneas

La generación de vapor se produce al interior de los tubos que revisten la caldera. El calor de combustión produce el cambio de fase del agua de líquido a vapor, éste se acumula en el domo superior de la caldera, y se le otorga mayor energía al pasar por el supercalentador. El vapor finalmente es suministrado a la turbina, a una presión nominal de 162Kg/cm^2 (2304 psi) y a un flujo de 429 ton/hora (945785 lb/hora).

Las calderas de recuperación utilizan los gases calientes que salen del motor para generar vapor con el que se calienta el *fuel oil* N°6 a fin de darle la temperatura y fluidez necesaria que permita el suministro a los motores.



Figura 2. 22Calderas de vapor

Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovables, 2014)

Existe un caldero por cada motor, así como una chimenea de 30 metros de altura con un silenciador que permite reducir el ruido generado por la turbulencia de los gases, minimizando la afectación hacia el exterior.

Sala de Control

En una infraestructura de dos plantas con amplio espacio físico, se ubican los equipos con tecnología de punta, estos conforman el DCS, de la marca norteamericana Foxboro el cual permite monitorear y controlar los equipos e infraestructura de la CTE.

El regulador de voltaje que emplean los instrumentos AGR (*Automatic Generation Control*) regulan la cantidad de combustible que el motor va a consumir para generar cierta cantidad de energía, de acuerdo al requerimiento del sistema. (CELEC EP, 2014).

Hay otros dispositivos para regular la temperatura del combustible, presiones, temperatura de salida de escapes, presiones en las válvulas de admisión, etc.

Cada uno de los motores tiene incorporados controles que a su vez son gobernados por otros equipos denominados Controladores Lógicos Programables (*Programmable Logic Controller*, PLC), todos estos dispositivos se conectan hacia el control general DCS.

Subestación eléctrica

La CTE II, está compuesta por 12 motores de combustión interna que produce una potencia de 8.35MW y generan voltajes de 13 mil ochocientos voltios, dispuestos en barra de 6 motores con sus respectivos generadores, arrojando cada barra 48MW que salen a la subestación eléctrica a través de 2 transformadores con potencia nominal de 50 MW cuando no es enfriado y 63 MW cuando es enfriado con aceite.

Los dos transformadores instalados liberan la energía eléctrica a la línea de transmisión de 550 metros, y este continúa al tendido de alta tensión que es parte del

sistema interconectado eléctrico del país. En la figura 2.23 se aprecia uno de los motores con el engranaje con el generador eléctrico.



Figura 2. 23 Vista del motor y su generador

Fuente: el autor



Figura 2. 24 Generador eléctrico marca ABB 13.8 Kv

Fuente: el autor

El alto voltaje generado se acopla al Sistema Nacional Interconectado en la subestación de Transelectric, dicha línea está conformada con 2 ternas, cable de 500mm y capacidad de 550 Amperios cada una de las líneas de transmisión.



Figura 2. 25 Transformador de alto voltaje

Fuente: el autor

Actualmente la central térmica con motores de combustión interna está operando a un 70% de su capacidad.

3.8. Sistemas de Control Distribuido, DCS

Un Sistema de Control Distribuido DCS es un sistema de control para un proceso o planta, en donde los elementos de control se distribuyen por todo el sistema. Esto está en contraste con los sistemas no distribuidos, que utilizan un único controlador en una ubicación central. En un DCS, una jerarquía de controladores está conectado por redes de comunicaciones para el mando y el control.

Un trabajo sobre DCS-SCADA (2013) publicado en un portal digital llamado 'Club de ensayos' señala que habitualmente un DCS opera procesadores diseñados a medida como controladores y utiliza ambas interconexiones propietarias y protocolo de comunicaciones estándar para la comunicación. Los módulos de entrada y de salida forman partes componentes del DCS.

El procesador recibe información de los módulos de entrada y envía la información a los módulos de salida. Los módulos de entrada reciben información de los

instrumentos de entrada en el proceso (o campo) y los módulos de salida transmitir instrucciones a los instrumentos de producción en el campo. (Club Ensayos, 2013).

Las entradas y salidas pueden ser señal analógica que están cambiando de forma continua o señales discretas (que son 2 estados; de encendido o apagado). Los buses de datos o canales de transferencia de datos conectan el procesador y los módulos a través del multiplexor o demultiplexores.

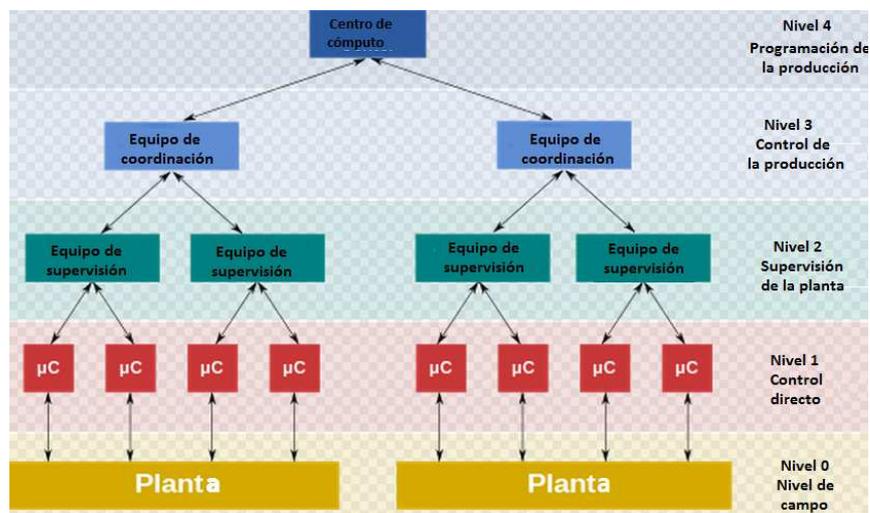


Figura 2. 26 Esquema de un sistema DCS

Fuente: (Beychok, 2009)

Los buses de datos también conectan los controladores distribuidos con el controlador central y finalmente a la interfaz HMI (*Human Machine Interface*, Interfaz Hombre-Máquina) o consolas de control. Los elementos de un DCS pueden conectarse directamente a un equipo físico, como interruptores, bombas y válvulas y para HMI a través de SCADA (Sistema de control, supervisión y adquisición de datos). Las diferencias entre un DCS y SCADA son a menudo sutil, sobre todo con los avances en la tecnología que permite la funcionalidad de cada uno se superponga.

Los DCSs son sistemas dedicados que se utilizan para controlar los procesos de fabricación que son continuos o discontinuos, como los que ocurren en las refinerías de petróleo, la petroquímica, generación de energía eléctrica, entre otros más.

Un DCS está conectados a sensores y actuadores y utiliza el control de punto de consigna para controlar el flujo de material a través de la planta. El ejemplo más común es un punto de ajuste de bucle de control que consta de un sensor de presión, el controlador y la válvula de control. Las mediciones de presión o de flujo se transmiten al controlador, por lo general a través de la ayuda de un dispositivo de acondicionamiento de señal entrada/salida (I/O). (Club Ensayos, 2013)

Cuando la variable medida alcanza un cierto punto, el controlador da instrucciones a un dispositivo de válvula o de accionamiento para abrir o cerrar hasta que el proceso de flujo de fluido alcanza el punto de ajuste deseado. Las grandes refinerías de petróleo tienen muchos miles de puntos I/O y emplean muy grande DCS.

Los procesos no se limitan a flujo de fluidos a través de tuberías, sin embargo, y también pueden incluir cosas como las máquinas de papel y sus controles de calidad asociados, variadores de velocidad y los centros de control de motores, hornos de cemento, las operaciones de minería, procesamiento de mineral de instalaciones y muchos otros.

Un DCS típico consiste en controladores digitales distribuidos funcionalmente y/o geográficamente capaces de ejecutar de 1 a 256 o más lazos de control reglamentario en una caja de control. Los dispositivos de entrada/salida (E/S) puede ser integral con el controlador o situado a distancia a través de una red de campo. Los controladores actuales tienen amplias capacidades computacionales y, conjuntamente despliegan control proporcional, integral y derivativo (PID⁴), habitualmente puede ejecutar la lógica de control secuencial. Las infraestructuras DCS modernas también admiten redes neuronales y aplicación de lógica difusa. (Club Ensayos, 2013)

El DCS se diseña generalmente con los procesadores redundantes para mejorar la fiabilidad del sistema de control. La mayoría de los sistemas vienen con pantallas y software de configuración que permiten al usuario final para configurar el sistema de

⁴Calcula un error valor como la diferencia entre una medida variable de proceso y un deseado punto de ajuste. El controlador intenta minimizar el error mediante el ajuste del proceso a través del uso de una variable manipulada.

control, sin la necesidad de realizar programación de bajo nivel, permitiendo que el usuario también se concentre mejor en la aplicación en lugar de los equipos.

Sin embargo, se requiere un considerable conocimiento del sistema y la habilidad de desplegar correctamente el hardware, software y aplicaciones. Muchas plantas tienen personal dedicado que se centran en estas tareas, aumentados por el soporte del proveedor, que puede incluir los contratos de soporte de mantenimiento.

Los procedimientos DCS pueden emplear una o más estaciones de trabajo y puede ser configurado en la estación de trabajo o por una computadora personal fuera de línea. La comunicación local está a cargo de una red de control de la transmisión a través del cable de par trenzado, coaxial o cable de fibra óptica. Un procesador de servidor y/o aplicaciones pueden ser incluidos en el sistema de cómputo adicional, recopilación de datos y generación de informes.

Un sistema de control distribuido implica la colocación de varios controladores dentro de un proceso de planta o de fabricación. Los controladores están conectados en red a una consola central. El objetivo de DCS es centralizar las operaciones de planta para permitir el control, seguimiento y presentación de informes de los componentes y procesos individuales en un solo lugar.

3.8.1. Componentes

Una infraestructura DCS es por definición sistemas jerárquicos, aunque no todos los sistemas comparten una jerarquía idéntica.

La siguiente figura muestra un DCS típico. Los controladores individuales, supervisados por controladores maestros, constituyen el "campo" o más bajo nivel "planta" de la jerarquía. Los controladores maestros se conectan a las computadoras y servidores individuales, que son además conectados a dispositivos de salida de vídeo y una interfaz hombre-máquina (HMI), que es el punto de control de usuario

real. El DCS por lo general es una red que utiliza protocolos, tales como *Profibus*⁵ y *Ethernet*, el último de los cuales se utiliza en este sistema particular.

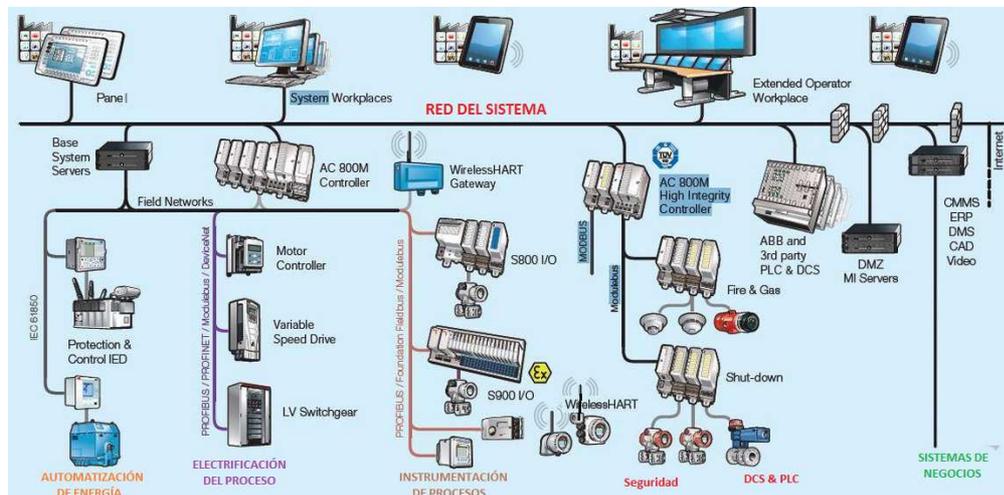


Figura 2. 27 Esquema de red DCS

Fuente: (ABB, 2015)

Es importante señalar que muchos componentes DCS también pueden funcionar como dispositivos independientes. Mientras que un DCS en última instancia gobierna la funcionalidad de sus componentes conectados en red, los mismos componentes a menudo pueden ser reprogramados para su uso en otras aplicaciones.

3.8.2. Redundancia

Los sistemas de control más distribuidos están diseñados con elementos redundantes, la ingeniería redundante aumenta la fiabilidad de un sistema mediante el uso de procesadores de copia de seguridad en caso de fallo del procesador principal. Los elementos redundantes son necesarias en un DCS debido a dos razones principales:

- Muchos DCS controlan los procesos críticos para la seguridad en el que falla o interrupción de equipo podrían provocar lesiones personales o incluso la

⁵ Es un estándar de comunicación industrial digital para bus de campo. Procede del acrónimo *PROcess Field BUS*.

muerte. Una refinería de petróleo es un buen ejemplo de la planta de seguridad crítico.

- La redundancia aumenta la fiabilidad del equipo, dejando el operador DCS para concentrarse en las pantallas, software y aplicaciones. Dado que los sistemas DCSs requieren la interacción del operador casi constante en el HMI, la redundancia es crucial.

3.8.3. Aplicaciones

Los sistemas de control distribuido se utilizan con mayor frecuencia en operaciones por lotes orientada o de proceso continuo, como las refinerías de petróleo, generación de energía, fabricación petroquímica, fabricación de papel, alimentos y bebidas de fabricación, la producción farmacéutica, y el procesamiento de cemento. Un DCS puede controlar cualquiera de un número de diferentes tipos de equipos, incluyendo:

- Variadores de velocidad
- Sistemas de control de calidad
- Centros de control de motores
- Hornos
- Equipos de fabricación
- Equipos de minería

3.8.4. Relación con PLC y SCADA

El DCS y PLC son utilizados en aplicaciones diferentes, pero hoy en día ha cambiado. De hecho, arquitecturas PLC y DCS son a menudo difíciles de distinguir y utilizar muchos de los mismos componentes, incluyendo sensores de campo, módulos de E/S, HMI y sistemas de control de supervisión. Los sistemas de control distribuidos son normalmente mucho más caro y el control de procesos continuos y aplicaciones críticas, mientras que los PLC se utilizan para el control de la máquina de alta velocidad.

La siguiente tabla describe algunas diferencias entre utilizar un DCS y PLC.

Tabla 2. 4 Comparación de PLC y DCS

Tipo	Centro de control	Operador	Sistema	Personalización	Ingeniería
PLC	Controlador es el corazón del sistema	Operador interviene principalmente para controlar los errores	Lógica rápida (~ 10 ms); sin redundancia necesaria; alarma suena después de la detección de error	Completamente personalizable; personalización requiere típicamente	Diseño de abajo hacia arriba; flexible; solución genérica
DCS	El HMI es el corazón del sistema	La interacción del operador es continua; fracaso de HMI puede resultar en fallo	Control de lazo más lento (~ de 100-500ms); la redundancia a menudo requiere que la alarma suene antes de error	Personalizado utilizando bloques funcionales; algoritmos pueden no variar con diferentes aplicaciones	Diseño de arriba hacia abajo; funcional "fuera de la caja"; funciones predefinidas específicas para la aplicación.

Nota: Consideraciones de ventajas entre los dos equipos. Fuente: el autor

3.8.5. Sistemas DCS vs. SCADA

La relación entre DCS y el control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) es similar a la de DCS y PLC. En el pasado los dos sistemas se utilizaban para aplicaciones disímiles, pero más recientemente sus implementaciones y características han aparecido cada vez más similares.

Diferencias importantes entre DCS y SCADA son:

La primera diferencia entre los dos es que DCS suele ser orientado al proceso en contraste con SCADA, que es orientada a la recopilación de datos. El DCS escanea y se concentra en el proceso de control, ya sea, una planta química o cualquier otro y presenta la información a los operadores. El SCADA por otro lado, se concentra principalmente en el centro de control, así como los operadores. El equipo remoto se utiliza principalmente para recoger datos a pesar de que se puede utilizar para llevar a cabo otros controles de proceso multifacético.

La figura siguiente muestra la implementación de un sistema DCS y SCADA para integrar dos sistemas de automatización. Esta configuración es común en las aplicaciones que requieren proceso simultáneo y automatización de potencia.

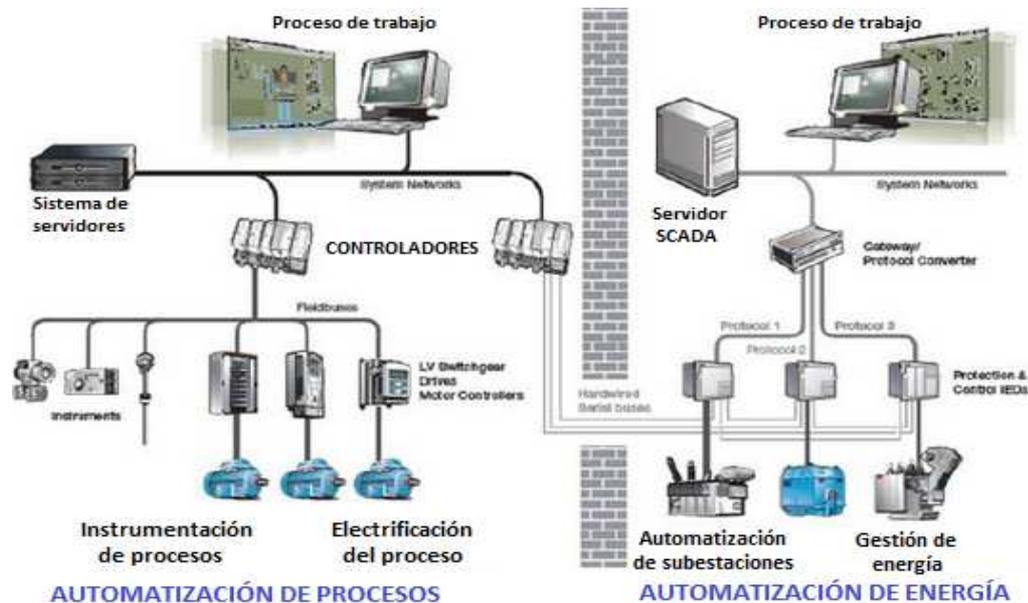


Figura 2. 28 Esquemas de red DCS y SCADA

Fuente: (ABB, 2015)

Una estación de operador DCS está generalmente ligada a su E/S a través de las redes locales cableadas, y *FieldBus*⁶. El operador hace una petición directamente al campo de E/S cada vez que quiere obtener información y obtiene una respuesta por el mismo. Esto significa que los eventos de campo pueden alterar directamente el sistema y el consejo del operador. Por otra parte, cuando falla la comunicación de campo, el SCADA tiene que operar razonable.

Su principal intranquilidad de una operación de sistema SCADA es la calidad de los datos que se muestra al operador. En resumen, un sistema DCS se refiere principalmente a las tendencias del proceso, mientras que un sistema SCADA es impulsado por los eventos de proceso.

⁶ Familia de redes informáticas industriales, son protocolos utilizados para el control en tiempo real distribuido, estandarizado como IEC 61158.

Otra diferencia destacada entre SCADA y DCS es que el primero mantiene una base de datos de los sensibles valores anteriores y datos seguros, lo que hace que sea rápido para la pantalla del operador. Se ocupa de la redundancia de una manera distribuida. El DCS, por otro lado, no necesita mantener una base de datos, ya que siempre está conectado a su fuente de datos. En el caso de una redundancia en DCS, un equipo paralelo se ocupa de una copia de base de datos distribuida.

También es fundamental tener en cuenta que en un sistema DCS, el operador tiene un control de lazo cerrado a los niveles de PCS/RTU⁷. Sin embargo, el control de bucle cerrado no está disponible en un sistema SCADA. En su lugar, se puede acceder al control a través del panel de operador, utilizando humana como control de supervisión. En este sentido, la mayoría de los sistemas DCS hoy tienen instalaciones HMI y de supervisión integrada, conectividad de base de datos, así como todos los servicios básicos que vienen con el sistema SCADA. Debido a las limitaciones de tiempo y urgencia, el control se realiza sin la participación humana en el flujo de control en el PLC/RTU.

A pesar de las diferencias mencionadas, la mayoría de DCS y sistemas SCADA hoy vienen con las mismas instalaciones estándar como evento, archivo, HMI, informes, gestión de base de datos y el registro, así como el centro de control del mando a distancia. Sin embargo, las soluciones que están contenidos en cualquiera de SCADA o el sistema DCS dependen de la necesidad de los clientes. Ellos se pueden personalizar para contener las soluciones esperadas.

Normas

⁷*Remote Terminal Units*, es un microprocesador que se conecta al SCADA mediante la transmisión de telemetría de datos a un sistema maestro, y mediante el uso de mensajes del sistema de control maestro para controlar objetos conectados.

Los Sistemas de Control Distribuidos pueden ser diseñados y utilizados con la ayuda de las normas y las especificaciones publicadas. Algunas normas son:

- IEC⁸ control distribuido y filtrado para sistemas industriales (manual)
- SAE AS⁹5370- bus de datos de fibra óptica para los sistemas de control de autogiros distribuidos

Los últimos avances en DCS incluyen las siguientes nuevas tecnologías:

- Sistemas y protocolos inalámbricos
- La transmisión a distancia, registro e historial de datos
- Interfaces y controles móviles
- Servidores web incrustados

A medida que se desarrollaron protocolos inalámbricos y refinados, un DCS incluye cada vez más la comunicación inalámbrica. Los controladores DCS están a menudo equipados con servidores integrados y ofrecen sobre la marcha acceso a la web.

Muchos proveedores ofrecen la opción de un HMI móvil, es decir se puede monitorear a través de celulares y hoy está listo tanto para Android e iOS. Aunque el aspecto de seguridad con estas interfaces, la amenaza de las brechas de seguridad y posibles daños al proceso de la planta y ahora son muy reales.

3.9. Subsistemas de un Sistema SCADA

Un sistema SCADA usualmente consiste de los siguientes subsistemas:

Unidades terminales remotas (RTU) se conectan a sensores en el proceso y convierten las señales de los sensores en datos digitales. Tienen hardware telemetría capaz de enviar datos digitales para el sistema de control, así como la recepción de comandos digitales del sistema de control. El RTU menudo han incorporado

⁸*International Electrotechnical Commission*, Es una organización que prepara y publica normas internacionales para áreas eléctricas, electrónicas y tecnologías conexas.

⁹*Society of Automotive Engineers*, asociación profesional y la organización de estándares de ingeniería profesionales en diversas industrias.

capacidades de control tales como la lógica de escalera para lograr booleanos operaciones lógicas.

El controlador lógico programable (PLC) se conecta a sensores en el proceso y convertir señales de los sensores en datos digitales. Los PLCs tienen más sofisticadas capacidades de control integrados (por lo general uno o más IEC 61131-3 lenguajes de programación) que RTU. Los PLCs no tienen hardware de telemetría, aunque esta funcionalidad se instala normalmente junto a ellos. PLCs se utilizan a veces en lugar de RTUs como dispositivos de campo, ya que son más económico, versátil, flexible y configurable.

Un sistema de telemetría se utiliza normalmente para conectar PLCs y RTUs con los centros de control, ejemplos de medios de telemetría por cable utilizados en los sistemas SCADA incluyen líneas telefónicas y circuitos WAN arrendados. Ejemplos de medios de telemetría inalámbricos utilizados en sistemas SCADA incluyen satélite (VSAT), radio con licencia y sin licencia, celular y microondas.

Un servidor de adquisición de datos es un servicio de software que utiliza protocolos industriales para conectar servicios de software, a través de telemetría, con los dispositivos de campo tales como RTUs y PLCs. Se permite a los clientes acceder a los datos de estos dispositivos de campo utilizando protocolos estándar.

Una interfaz hombre-máquina o HMI es el aparato o dispositivo que presenta los datos procesados a un operador humano, ya través de este, los monitores de un operador humano e interactúa con el proceso. El panel de operador es un cliente que solicita datos desde un servidor de adquisición de datos.

Un historiador es un servicio de software que se acumula datos con fecha y hora, booleanos eventos y alarmas booleanas en una base de datos que se puede consultar o utiliza para rellenar las tendencias gráficas en el HMI. El historiador es un cliente que solicita datos desde un servidor de adquisición de datos.

La adquisición de datos comienza en el nivel RTU o PLC e incluye lecturas de los contadores y los informes de estado de los equipos que se comunican a SCADA según sea necesario. Los datos luego se compila y se formatea de tal manera que un operador de sala de control mediante el HMI puede tomar decisiones de supervisión para ajustar o anular los controles normales RTU (PLC). Los datos también pueden alimentar a un historiador, a menudo basada en una existenciade sistema de Gestión de Base de Datos, para permitir tendencia y otra auditoría analítica.

Los sistemas SCADAs son utilizados en las infraestructuras tales como redes eléctricas, suministros de agua y tuberías. Sin embargo, los sistemas SCADA pueden tener vulnerabilidades de seguridad, por lo que los sistemas deben ser evaluados para identificar los riesgos y las soluciones implementadas para mitigar esos riesgos.

CAPÍTULO 4: Levantamiento de información en Central Termoeléctrica Esmeraldas para control de generación eléctrica

Este capítulo detalla el funcionamiento de la CTE y puntualiza los reportes de fallas que se han producido durante el último año.

La Central Térmica Esmeraldas II tiene un funcionamiento de producción de energía eléctrica con grupos electrógenos (motores de combustión interna y generador) tienen una potencia instalada de 96 MW y 8,3 MW por grupo electrógeno, existen 12 grupos electrógenos. Un grupo electrógeno tiene las siguientes partes:

Un generador consta a su vez de dos principales componentes, un motor y un alternador. El motor es la primera fuente de energía utilizada para girar el rotor del alternador, con los giros del rotor se produce electricidad. En aplicaciones de cogeneración, el motor primario puede provenir de una máquina de vapor que acciona un turbogenerador.

Regulación del motor, el regulador se utiliza para controlar la velocidad y potencia de salida. El alternador es típicamente una máquina síncrona accionada por la fuerza motriz, un regulador de voltaje controla su salida de tensión ajustando el campo. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, así si la velocidad del motor varía también producirá cambios a la frecuencia de la potencia de salida.

Los alternadores están diseñados para funcionar a una velocidad especificada para la salida de frecuencia requerida, típicamente 60 o 50 Hz. Otras partes del grupo electrógeno son: Sistema de refrigeración, sistema de alimentación de combustible, Interruptor automático de salida, sistema de control etc.

4.1. Los Motores de combustión interna

Los motores 12PC2-6V son de la marca Pielstick de 12 cilindros en V de procedencia francesa, se conoce que su diseño es de segunda generación, de 600

rpm¹⁰ y velocidad mínima a relantin 200 rpm y con un turbo cargador de velocidad 19000 rpm.

Estos motores se ponen en funcionamiento desde el gabinete local de PLC para el arranque los equipos auxiliares caso contrario no tiene permisivo de arranque que está colocado en la lógica de control, cumpliendo con esto la unidad arranca con aire a alta presión 30 bares, y se utiliza dos tipos de combustible diésel y bunker N°6 o HFO¹¹

En todo arranque se opera con diésel, la unidad automáticamente inicia 200 rpm y luego el operador por medio de los selectores del PLC sube las revoluciones a 600 rpm y se establece una frecuencia a 60 Hz ya que el generador es de 12 polos luego se sincroniza la unidad al sistema nacional interconectado, previo a esto el generador tiene un sistema de excitación AVR¹² el cual induce un voltaje en el generador con corriente continua (DC) de 77 V y 9 A para que su voltaje en AC sea 13.8 KVde acuerdo al voltaje en la línea.

Entonces las condiciones para sincronizar son Igual Frecuencia, Igual Voltaje, Igual Secuencia de Fases teniendo esta condiciones se cierra el disyuntor de la unidad y el motor empezara a entregar potencia ya que la potencia eléctrica dependerá de la cantidad de combustible que suministra el motor cuanto la potencia este al 35% de la carga nominal que son 8.3 MW se cambia de combustible de diésel a HFO y luego alcanza su potencia máxima, para apagar la unidad es de igual manera se baja carga al porcentaje indicado y se cambia el combustible de HFO a diésel.

Así para cada motor se tiene equipos auxiliares que permiten el funcionamiento tales como:

- Módulo de suministro de combustible
- Módulo de suministro y enfriamiento de aceite lubricante

¹⁰ Revoluciones por minuto

¹¹ *Heavy Fuel Oil*, o combustible pesado

¹² *Automatic Voltage Regulators*, Reguladores Automáticos de Tensión

- Módulo separador de aceite lubricante
- Módulo de enfriamiento de alta temperatura HT
- Módulo de baja temperatura LT
- Módulo de agua para los inyectores
- Módulo de presión de aire de arranque
- Módulo de aire de instrumentos
- Controlador de velocidad *woodward*

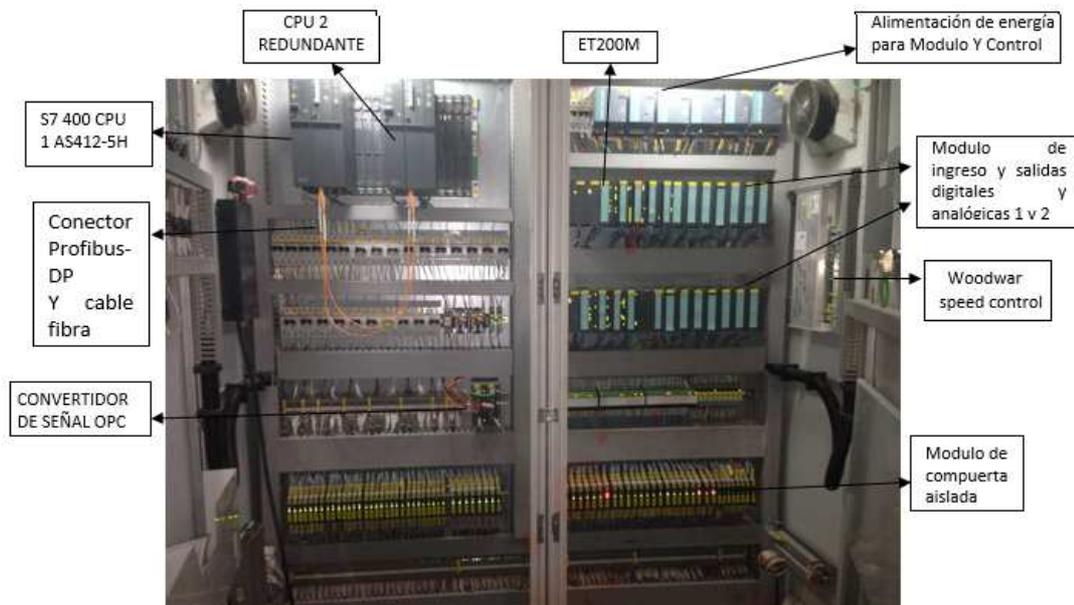


Figura 3. 1Módulo de PLC y HMI

Fuente: el autor

En este módulo se encuentra la parte de control de la unidad cada motor tiene su controlador PLC en este llegan todas las señales de salida y entrada digitales y analógicas de presión temperatura y todo relacionado con el funcionamiento del motor también llegan las señales de los (Transmisores de Temperatura, de Nivel, de Presión Diferencial,etc.) de los equipos auxiliares el PLC realiza el control y comanda cada uno de los elementos tiene una pantalla de supervisión HMI donde el operador puede revisar todos los parámetros de forma gráfica dentro del módulo se encuentran 2 PLC uno opera y el otro se encuentra redundante en caso de que falle

el #1 al igual que los esclavos este módulo envía la información a la información operativa al PLC estas son enviadas al DCS por medio del convertidor de comunicación así el DCS puede tomar acción y responder con órdenes directas de programación que son ejecutadas por el módulo de campo PLC.



Figura 3. 2 HMI para monitoreo de variables de funcionamiento de motores

Fuente: El autor

4.2. Sistema DCS

EL DCS encuentra en la sala de controles en esta existe dos sistema de monitoreo y control que son el DCS SCADA y el NCS (*Network Control System*) de la subestación como lo muestran las siguientes figuras.



Figura 3. 3 Visualización de NCS

Fuente: el autor

En esta pantalla se visualizan y controlan los sistemas y señales de la subestación eléctrica y línea de transmisión se puede comandar la apertura y cierre de los disyuntores de cada generador como los disyuntores principales de las líneas y se visualizan los valores de potencia frecuencia factor de potencia voltaje estado de apertura de disyuntores SF6 y los seccionadores tanto del lado de bajo voltaje 13,8 kV como de lado de alta 138 kV.

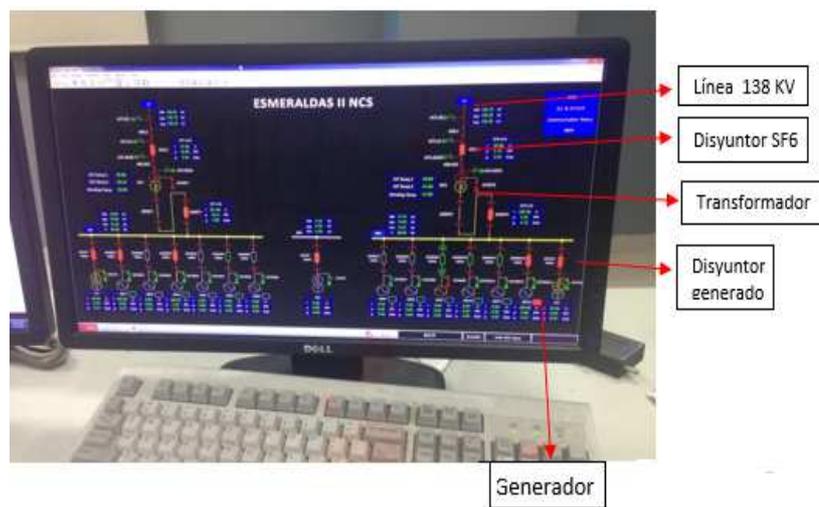


Figura 3. 4 Monitoreo de transformador y línea de transmisión eléctrica

Fuente: el autor



Figura 3. 5DCS (Invensys)

Fuente: el autor

En este sistema se monitorea y controla toda la central todas las señales de cada equipo son enviadas a este sistema tanto en valores como en forma gráfica tenemos controles PID de lazo cerrado y abierto de los actuadores CV y MV (proporcional 4-20ma y motorizado On/Off) en los siguientes niveles:

- Niveles de Control
- Niveles de Operación
- Niveles de Entrada y Salida
- Niveles de Campo

El DCS se compone de la programación lógica IACC.

Los PLCs se comunican con EL DCS por medio de la plataforma OPC¹³ que convierte el protocolo de comunicación en comunicación abierta así el DCS puede ejecutar órdenes a los PLCs, tales como de encendidos, apagados comparación de valores dentro de la lógica de control disparos regulaciones actuadores etc.

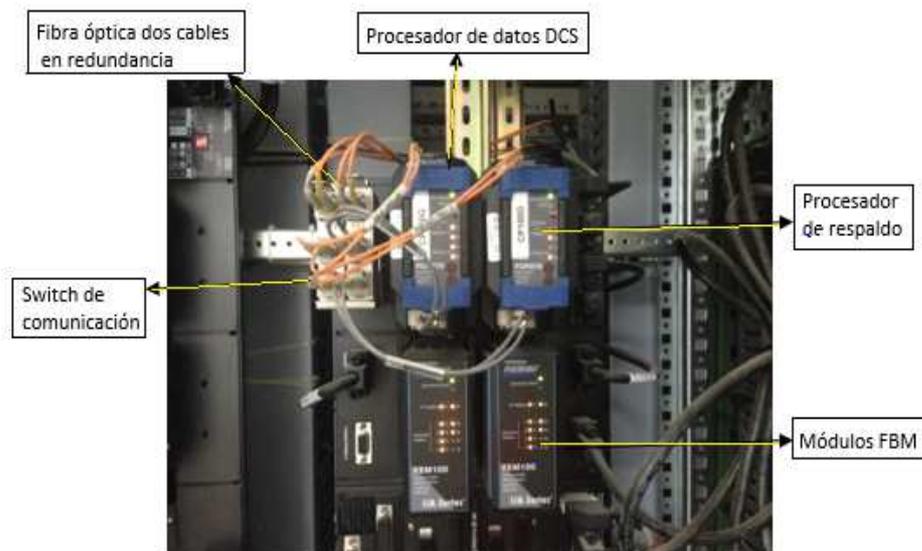


Figura 3. 6 Instalación de PLC

¹³Especifican la comunicación de datos de proceso industrial, alarmas y eventos, datos históricos y de proceso por lotes de datos entre sensores, instrumentos, controladores, sistemas de software y dispositivos de notificación.

Fuente: el autor

Existen en la central 7 procesadores o CPU con su respaldo como en la gráfica estos son los más importantes actuadores del DCS es el equipo que convierte este sistema descentralizado o distribuido ya que las señales de todos los PLCs por medio de los módulos FBM direccionadas a diferentes CPU lo que garantiza que si falla el CPU o las señales de entrada y salida no tendré un colapso del sistema si no que solo se paraliza esta parte el resto de la central seguirá disponible para su funcionamiento previo a esto tendría que fallar el CPU de redundancia para que esto suceda lo que hace el sistema más confiable (la redundancia también existe en cables de comunicación).

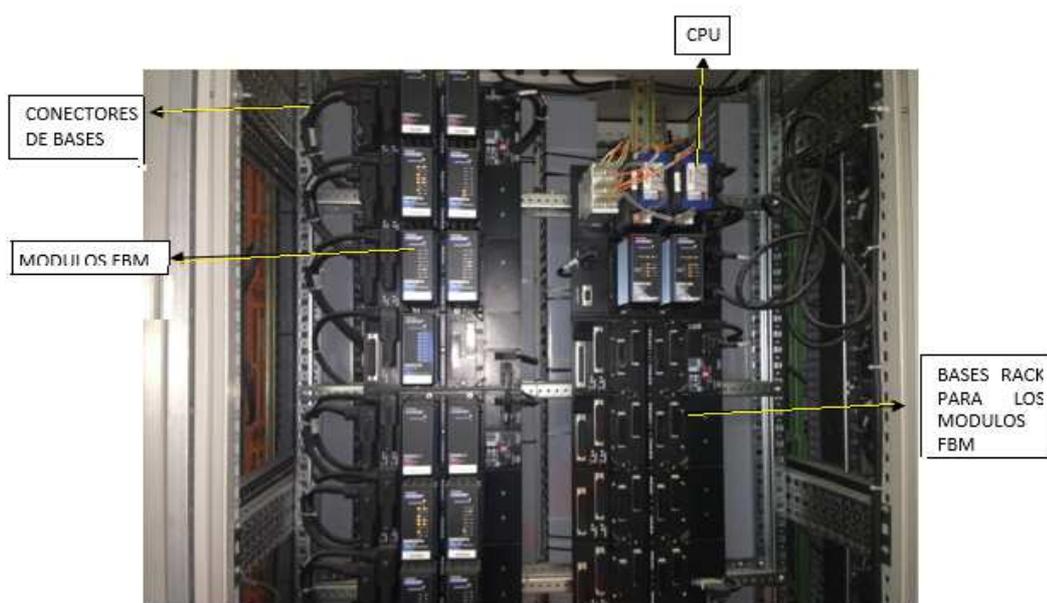


Figura 3. 7Módulos FBM

Fuente: el autor

Los módulos FBM son que receptores de todas las señales de diferentes equipos transmitidos desde los PLC y tamkmaster (monitoreo y control de sistema de tanques de combustibles y aceite) dichas señales están divididas a diferentes módulos para garantizar el funcionamiento de equipos estos sistemas transmiten las señales y las envían a los procesadores del DCS los cuales siempre están comparando valores con

los de la lógica de control para mandar a actuar controlando toda la central un promedio de 1500 señales.

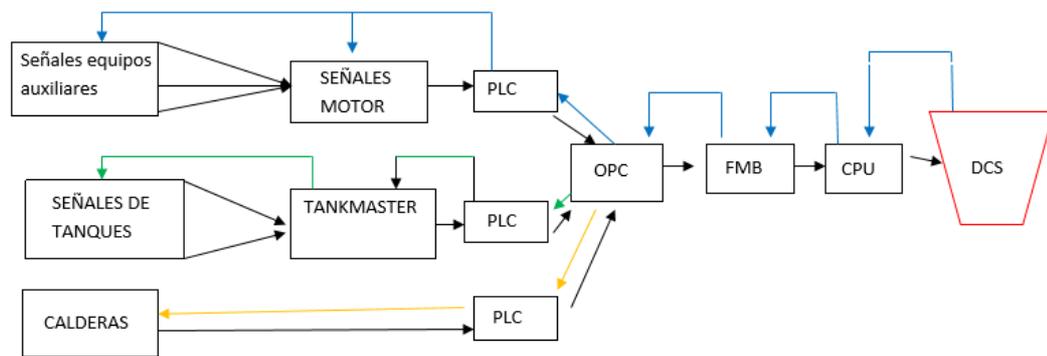


Figura 3. 8 Diagrama global de funcionamiento DCS

Fuente: el autor

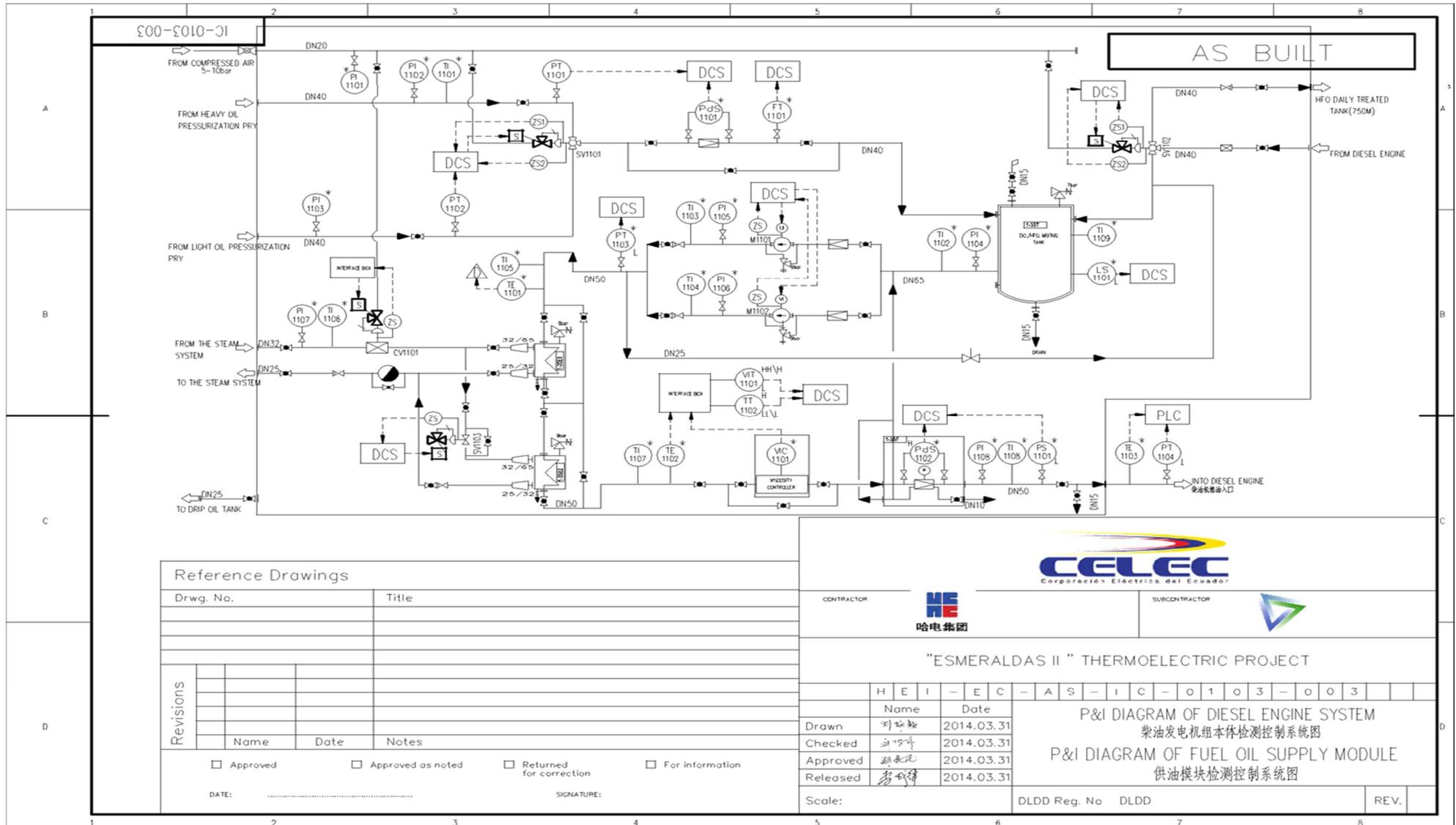
Se indica que estas conexiones a DCS, no siguen la recomendación dada por el propietario del sistema. Foxboro a pesar de utilizar protocolos e interfaces de arquitectura abierta, recomienda que sistemas y módulos auxiliares que conforman la generación de electricidad en la CTE II deben ser de la misma marca.

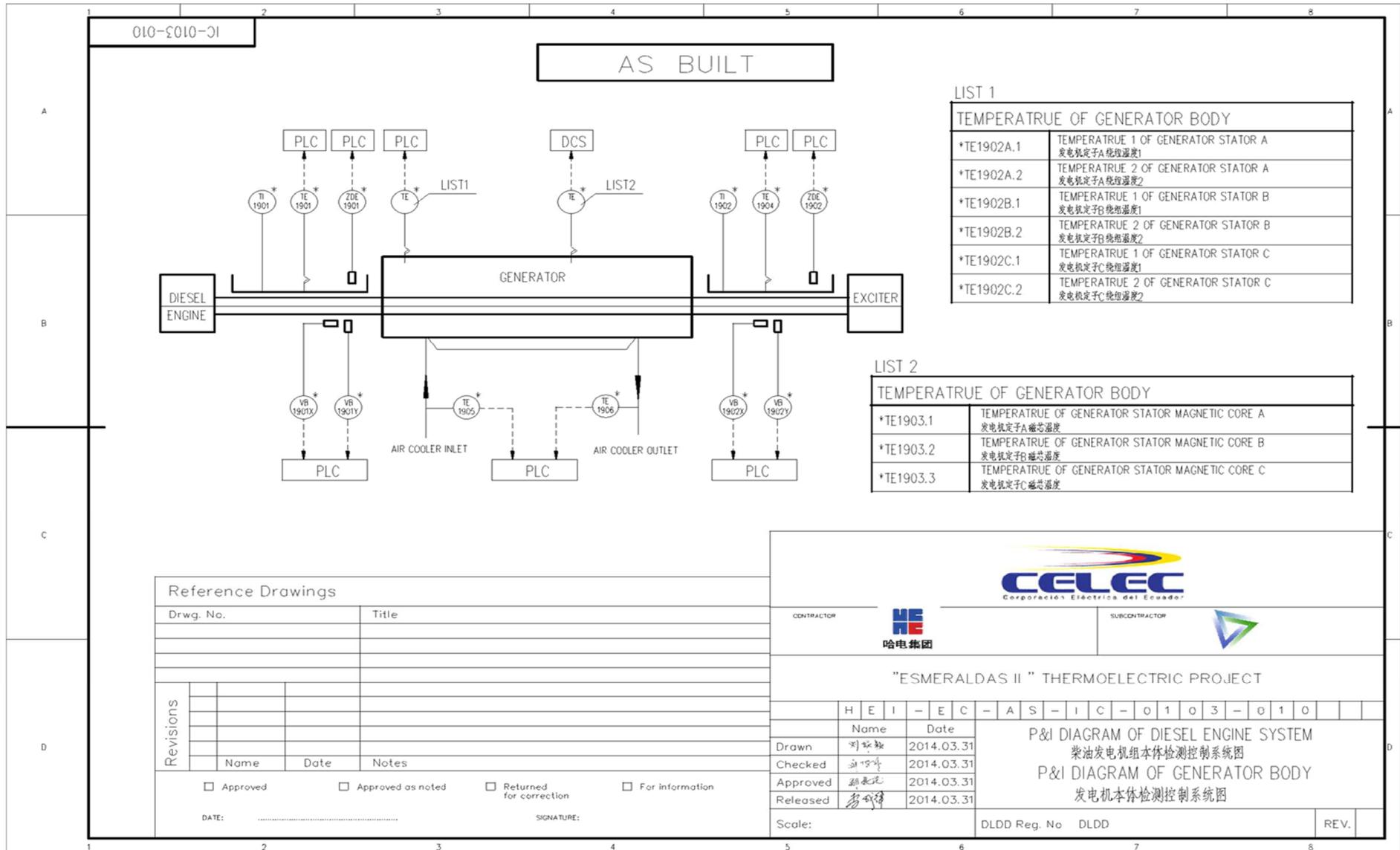
4.3. Diagramas de control DCS para generador

En la figura 3.9 se muestra el diagrama del módulo de alimentación de combustible *fuel oil* N°6. Se aprecia que los instrumentos para medir presión temperatura y nivel son transmisores cuya señal recibida de sus sensores es enviada a los controladores que conforman el DCS, se distinguen cuatro lazos cerrados de control.

El diagrama de la figura 3.10 muestra el cuerpo del generador eléctrico, se aprecia 8 PLCs que gobiernan a los sensores de temperatura que censan la variable en distintas secciones del generador eléctrico, después la señal del PLC se dirige a controlador principal del sistema DCS.

Otros diagramas referentes al control por DCS, se muestran en el anexo 1.





CAPÍTULO 5: Análisis del Sistema de Control en la CTE

Análisis de la integración de sistemas de control en la Central Termoeléctrica Esmeraldas.

El control distribuido significa la distribución de capacidades de control a través de un sistema en lugar de un control central en el que las funciones de control para un sistema son realizadas por un computador central (o por, computadores de control centralizados redundantes).

La arquitectura integrada se utiliza para superar las barreras de las soluciones tradicionales de Integración Eléctrica y ofrecer integración completa a la planta, la plena integración de plantas se lleva a cabo mediante el aprovechamiento de estándares abiertos tanto desde el control del proceso.

Se proporciona una arquitectura de sistema común para ambos procesos y automatización de energía. Se necesita una plataforma de integración verdadera que combine a la perfección el sistema eléctrico de control, sistema de control de procesos, los registradores de datos de toda la planta, y la información de estado de los equipos de mantenimiento. Esto permite al personal para tomar decisiones informadas sobre la gestión de la energía, la gestión del ciclo de vida, y el tiempo de funcionamiento de una planta.

5.1. Solución de fallos presentados en la CTEII

Las siguientes imágenes corresponden a falos que se han originado en el 2015, La CTE II presentan problemas que no permiten rendir a más70% de su capacidad

REPORTE FALLA U05 08/01/2015

Esmeraldas, 08 de enero del 2015

Estimado Ingeniero, el día jueves 08 de enero del 2015, siendo las 15H00, se notó que en la Pantalla del DCS todos los datos de la Unidad 05 se presentaban en color rojo, como se puede observar en la Figura 1 y 2.



Figura 1



Figura 2

Figura 4. 1 Fallo del DCS en la Unidad 5

Fuente: el autor

Se procedió a bajar carga de la Unidad 05, para apagarla, se coordinó con personal de la empresa Harbin y el departamento de Mantenimiento e Instrumentación de la CTE para la revisión de la Falla.

Transcurrido aproximadamente 35 minutos, (15:35) la Unidad es apagada para revisión; se reiniciaron los CPU Principal y Esclavo, ubicado en el gabinete del PLC de la Unidad, luego de ello retorno la lectura normal de datos de la Unidad, siendo las 16:00 se procedió a encender la Unidad.

CENTRAL TERMICA "ESMERALDAS II"
REPORTE DE ARRANQUE DE LA UNIDAD #11
Esmeraldas, 30 de Mayo del 2015

Se reporta que el día 30 de mayo del 2015, siendo las 18:22 una vez a preparados los Sistemas Auxiliares por parte de Operaciones ante entrega de Unidad #11 por parte de mantenimiento para dar arranque de prueba a la Unidad y continuar con el proceso de puesta en servicio se registraron los siguientes eventos

18:22 se realiza primer soplado de la unidad

18:27 se realiza segundo soplado de la unidad por seguridad

18:32 se pone en servicio Unidad.



La unidad para su arranque fue inyectada manualmente por mecánico desde la barra de las cremalleras con la llave y al lograrse el encendido la barra no regresaba motivo por el cual se apaga de emergencia la unidad para evitar sobrevelocidad.



Una vez ocurrido el evento se procedió por parte de mantenimiento a revisar los dispositivos de protección y una vez indicado que no había inconveniente con la Unidad se procedió a dar arranque mismo que fue exitoso pero al dejar la unidad un tiempo prudencial de 10 minutos a velocidad de relatin esta empezó a fluctuar y luego de 8 minutos aproximadamente se apago.

Las temperaturas como se observara en las graficas no tuvieron ningún comportamiento anormal excepto el cilindro A3 el cual luego se estabilizo

Particular que se reporta para el seguimiento por parte de mantenimiento y la respectiva revisión.

Figura 4. 2 Fallo en DCS de la Unidad 11

Fuente: el autor

CENTRAL TERMICA "ESMERALDAS II"
INFORME: Parada de emergencia unidad #2
 Esmeraldas, 19 de Mayo del 2015

Se procede a bajar carga y el posterior disparo de la Unidad #2 al presentarse rotura en cañería que alimenta aceite desde cilindros hidroneumáticos del Woodward para control de velocidad en el gobernador, por lo que se baja carga y al realizar la desconexión del generador la maquina intento irse en sobrevelocidad y se da disparo de emergencia inmediatamente alcanzando las 661 RPM.



Particular que se reporta para el seguimiento respectivo por parte de mantenimiento para su revisionn

Figura 4. 3 Fallo en DCS de la Unidad 2

Fuente: el autor

Los reportes de fallos sirven como una ‘medición’ in situ, para la determinación de la eficiencia o rendimiento de los motores de combustión interna, así como del sistema existente en la CTE, con los reportes, se tiene un instrumentos (registro de fallas) se puede comprobar de forma precisa la fecha y hora cuando un motor o unidad está fallando, a pesar de que el sistema detecte o alerte de un fallo, esta debe ser solucionado.

Previo a cualquier medición es recomendable, primero obtener los datos históricos de operación y mantenimiento para tener una idea aún más precisa de la evolución del funcionamiento de los motores en la planta. Se registra actividades en el mes de Enero y en el mes de Mayo del 2015. La información se presenta en la tabla 3.1

Tabla 4. 1Recopilación de fallos de motores en 9 semanas

Unidad MCI	1°Semana Enero	2°Semana Enero	3°Semana Enero	4°Semana Enero	1°Semana Mayo	2°Semana Mayo	3°Semana Mayo	4°Semana Mayo
Unidad 1		X						
Unidad 11								X
Unidad 5	X							
Unidad 2		X		X		X		
Unidad 7							X	
Unidad 4				X				

Nota: Datos tomados por el autor

Se debe indicar que la segunda semana de Enero, el día martes 13, a las 17:17 de la tarde, las unidades de generación No.1, 2, 5, 7, 8, 10, 11 y 12 presentaron descensos repentinos de carga, lo que provoco la oscilación de la Potencia Neta de la central en las Líneas de Transmisión, de la cuales no se logró recuperar el control de las Unidades 1 y 2.

Las causa de la variación de carga en las unidades, se originó por la desconexión de carga intempestiva 190MW del circuito de Transmisión eléctrica Totorá-Santa Rosa 230KV; vale mencionar que este evento también afecto a la Central Termoeléctrica Esmeraldas I.

5.2. Análisis de fallos

La arquitectura de sistema común permite a los mismos componentes de hardware y software que se utilizan en el sistema individual. Por ejemplo, el mismo controlador DCS se puede utilizar para aplicaciones de proceso, tales como lazos PID, o para las funciones de gestión de energía, como la desconexión de carga. Tanto el software como el hardware común conducen a automatismo común para todas las áreas de aplicación de la planta. Las operaciones de ahora se pueden integrar tanto para los operadores de proceso y de poder. La gestión de la información en toda la planta puede proporcionar acceso a todos los datos de la planta a partir de una base de datos única. Los fallos analizados demuestran que hay incoherencias de comunicación por cuanto la red tiene dispositivos que pierden la conexión al DCS, a pesar de existir redundancia el sistema se cae de forma inesperada. Reduciendo la eficiencia de la operación de los motores de combustión a menos del 80%

5.2.1. Importancia de las comunicaciones industriales Abiertas

Hay una variedad de estándares de comunicaciones industriales para las industrias de proceso y energía. Para habilitar la arquitectura integrada, estándares industriales abiertos deben ser implementados. Para la automatización de energía, el único estándar global para la automatización de subestaciones disponibles hoy en día es la norma IEC 61850. Para la automatización de procesos, hay una variedad de opciones, incluyendo Foundation Fieldbus, HART, HART inalámbrico y Profibus. En baja tensión (LV), área de proceso de electrificación incluye; Profibus, Profinet, Modbus y Modbus TCP. De estas opciones, Profinet y Modbus TCP se basan en Ethernet. La tendencia actual es tener una red troncal Ethernet común para todos los dispositivos de procesos y automatización de energía en una planta que hacen más fácil la integración.

Por el lado de la subestación, hay demasiadas normas y ninguna norma se ha convertido en dominante en el mercado. Hay dos sistemas separados. Normalmente, un DCS se utiliza para la automatización de procesos, mientras que un SCADA se utiliza para la automatización de potencia. El costo de diseñar el sistema de energía es alto cuando varios proveedores suministran equipo que utiliza diferentes protocolos de comunicación.

Un sistema de control distribuido I/A de Foxboro, es un sistema responsable de supervisar procesos mediante la manipulación y el monitoreo de las señales de campo; está compuesto por módulos de entrada y salida (FBM), interfaces de busde campo (FBI), dispositivos de control (procesadores de control), HMI (estaciones de operador) y redes de comunicación.

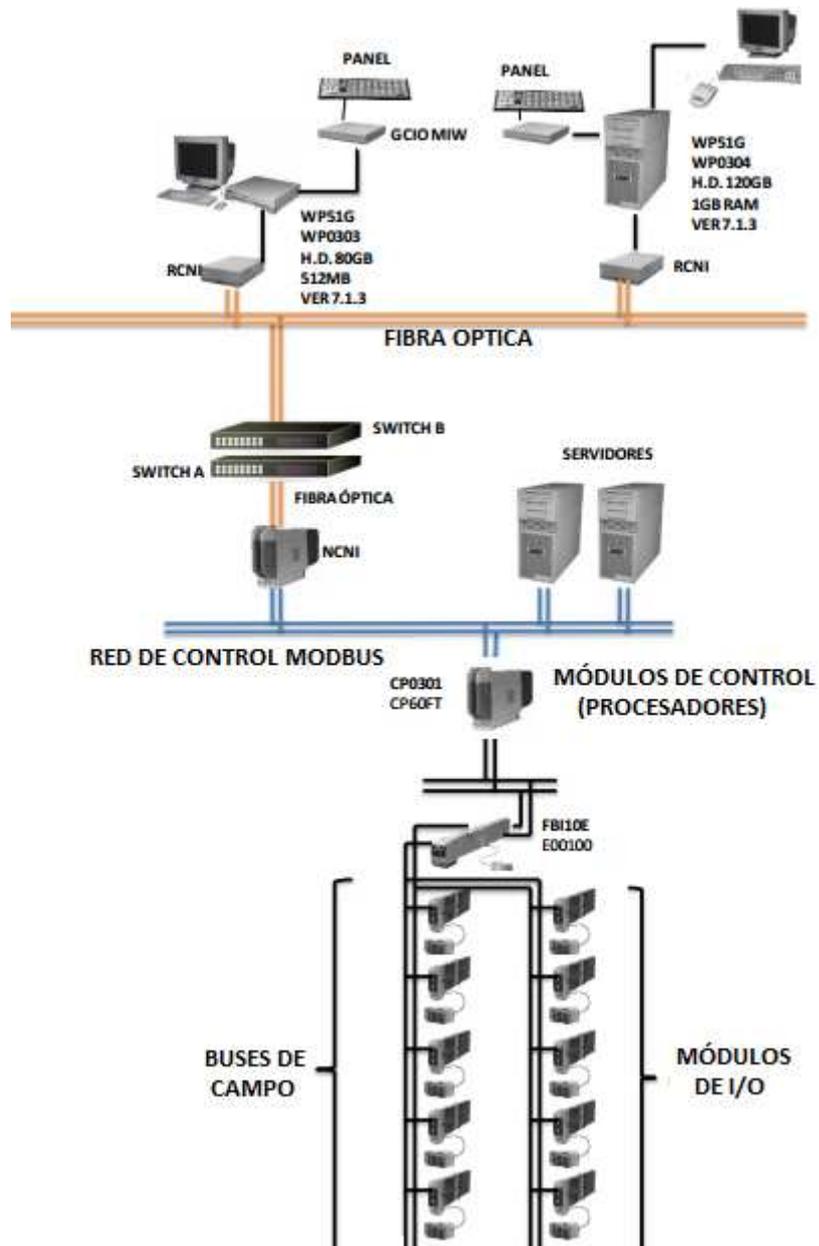


Figura 4. 4 Sistema DCS propuesto para CTE

Fuente: el autor

Las señales procedentes de campo, concebidas por los sensores que toman el valor de las variables de proceso (temperatura, nivel, caudal, presión y analizadores); son transferidas por medio de un bus de campo, que permite la comunicación con los dispositivos de acondicionamiento. Luego de suministrar el aislamiento por medio de barreras de seguridad, la información es acondicionada y procesada por los módulos I/O, con el fin que pueda ser traspasada al procesador de control en la señal digital demandado por el mismo.

Los algoritmos de control, se hallan configurados en los diferentes entornos del procesador, el cual ejecuta la lógica implementada, con el fin de formar acciones de mando a los actuadores, y efectuar el ajuste a las variables de proceso de acuerdo a los valores fijados por el operador o el sistema de control.

Las estaciones de operación (WP), le consienten al operador visualizar el estado del proceso en tiempo real, las alarmas generadas en el proceso y en el sistema de control; permite realizar ajustes a los valores de referencia de las respectivas variables y observar sus tendencias, iniciar secuencias y poner en marcha equipos. Para la visualización se recomiendan las licencias de los programas:

- Foxview: visualización de gráficos del sistema de la planta para SCADA
- Foxdraw: elaboración de los gráficos

Conclusiones

Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre estos el más importante es el ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión.

En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

Se debe diseñar el sistema de forma híbrida, es decir del PLC con la arquitectura DCS. El PLC se comunica a los DCS través de una red de fibra óptica de área local (LAN).

El sistema de E/S distribuidas se debe implementar, en el bastidor convencional de E/S, como una espera activa para el control de lazo crítico.

Un DCS utiliza elementos descentralizados o subsistemas para controlar procesos distribuidos o sistemas de fabricación. Ofrecen flexibilidad, la vida del equipo extendido, la sencillez de la nueva integración de equipos y mantenimiento centralizado cuando se utiliza en un entorno industrial.

Normalmente, un DCS se utiliza para la automatización de procesos, mientras que un SCADA se utiliza para la automatización de potencia. El costo de diseñar el sistema de energía es alto cuando varios proveedores suministran equipo que utiliza diferentes protocolos de comunicación.

Otra diferencia entre SCADA y DCS es que el primero mantiene una base de datos de los sensibles valores anteriores y datos seguros. Se ocupa de la redundancia de una manera distribuida. El DCS, no necesita mantener una base de datos, ya que siempre está conectado a su fuente de datos. En otras palabras el DCS es orientado al proceso y el SCADA es orientado a la recopilación de datos.

Hoy se puede monitorear a través de celulares y se desarrollan aplicaciones para Android e IOS. Aunque el aspecto de seguridad con estas interfaces, presentará una amenaza y

posibles daños al proceso de la planta con sistemas de control que utilizan protocolos IP y que tienen conectividad por internet.

Recomendaciones

Se debe aplicar procedimientos de recolección de información de la instrumentación de campo de forma eficaz, la utilización de dispositivos tecnológicos portátiles puede mejorar los levantamientos de información de campo.

La rotulación de placas y avisos de identificación debetener mantenimiento por cuanto existen áreas donde es complicado identificar instrumentos por la exposición en la intemperie.

Migrar dispositivos de hardware y software compatibles con el control DCS implementado por la marca Foxboro.

3.10. BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2015). *Distributed Control System - DCS* . Obtenido de 800x Architecture:
<http://new.abb.com/control-systems/system-800xa/800xa-dcs/system/architecture>
- Aguirre, J. (2014). *Propuesta de mejoramiento del sistema contra incendios CELEC-EP TermoEsmeraldas*. Obtenido de Repositorio digital ESPOCH.
- Beychok, M. (2009). *Tray-type Deaerator*. Obtenido de
http://en.citizendium.org/wiki/File:Tray-type_Deaerator.png
- CELEC EP. (2014). *Central Térmica Esmeraldas II*. Obtenido de
<https://www.celec.gob.ec/termoesmeraldas/index.php/central-termica-esmeraldas-u2>
- Club Ensayos. (2013). *DCS-SCADA*. Obtenido de
<https://www.clubensayos.com/Ciencia/DCS-SCADA/797129.html>
- Diario El Comercio. (2014). *CTE II aporta 96 MW al SNI*. Obtenido de El Comercio (diario digital): <http://www.elcomercio.com/actualidad/central-termica-esmeraldas-energia.html>
- El Ciudadano. (2014). *Central térmica Esmeraldas permite garantizar el 6% de la demanda de energía del país*. Obtenido de El Ciudadano (portal digital):
<http://www.elciudadano.gob.ec/central-termica-esmeraldas-permite-garantizar-el-6-de-la-demanda-de-energia-del-pais/>
- Electropaedia. (2010). *Steam Turbine Electricity Generation Plants*. Obtenido de
http://www.mpoweruk.com/steam_turbines.htm
- GeoLA-Ecuador. (2013). *Energía Geotérmica*. Obtenido de
http://geolaecuador.com/index_ecuador_energia.html
- Geothermal energy*. (2010). Obtenido de
<http://exergy.se/goran/cng/alten/proj/98/geothermal/Image4.jpg>

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovables. (2014). *Termoesmeraldas7*. Obtenido de <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-evalua-avance-de-proyectos-electricos-en-esmeraldas/termoesmeraldas7/>
- Rendón, R. (2013). *Evaluación del Sistema de Gestión De Seguridad y Salud Ocupacional de la Empresa CELEP EP TERMOESMERALDAS*. Obtenido de Repositorio Universidad de Guayaquil: [http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/2575/1/Tesis%20de%20Grado%20\(Rendon%20Corozo%20Robert%20Dixon\).pdf](http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/2575/1/Tesis%20de%20Grado%20(Rendon%20Corozo%20Robert%20Dixon).pdf)
- Rojas, C. (2013). *El generador eléctrico*. Barcelona: Marcombo.
- UNESA. (2013). *Central solar térmica*. Obtenido de <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1350-central-solartermica>
- USGS. (2014). *A Coal-Fired Thermoelectric Power Plant*. Obtenido de The USGS Water Science School: <http://water.usgs.gov/edu/wupt-coalplant-diagram.html>

3.11. Glosario

Árbol de jerarquía: Diagrama estructural, que permite localizar en cada planta los sistemas productivos con sus respectivos equipos y componentes dentro de un orden jerárquico.

Caracterización: Conjunto de información sobre las plantas, equipos y componentes que se requieren para las diferentes acciones de mantenimiento.

Componente: Elemento que cumple una función técnica específica y es indispensable para el funcionamiento del equipo.

DCS (*Distributed Control System*): Sistema de Control Distribuido. Sistema que ejerce el control de todos los procesos de las unidades productivas.

EGI: Es un Identificador de un Grupo de Equipos, que permite crear los espacios de memoria para fijarle a un equipo la cantidad de componentes necesarios.

ESD (*Emergency ShutDown*): Sistema de Parada de Emergencia. Sistema que ofrece la capa de protección al proceso y lo lleva a una condición segura.

Equipo: Estructura productiva con características técnicas propias que requiere la asignación independiente de acciones de mantenimiento.

Instrumentación Industrial: Es el grupo de dispositivos y elementos que sirven para medir, convertir, transmitir, controlar o registrar variables de un proceso con el fin de optimizar los recursos utilizados en éste.

ISA: International Society of Automation.

Matriz ABC de mantenimiento: corresponde a la priorización de equipos con el fin de identificar las necesidades de programas de mantenimiento con criterio operacional, costos de mantenimiento y mantenibilidad.

PI: Sistema de Información encargado de recolectar, describir, y visualizar datos de proceso de una compañía, generando una base de datos.

Planta: unión de equipos con propósito funcional común.

P&ID: Diagramas de instrumentación y tubería (*Piping and Instrument Diagrams*).

Sistema: Definido como agrupación de circuitos con un propósito de proceso único.

TAG Componente: número de identificación único para cada componente, que se conserva independiente a la asociación para una función específica.

TAG Equipo: número de identificación único para cada equipo, dado sobre los

Válvula de control: Elemento final de control. Dispositivo mecánico encargado de iniciar, detener o regular el paso de los fluidos (líquidos o gases) en una tubería, orificio o conducto, mediante una pieza movable de forma manual, electrónica o neumática.

ANEXOS

3.12. Anexo 1: Reporte De Fallo

VARIACIÓN DE CARGA UNIDADES DE GENERACIÓN CENTRAL TÉRMICA ESMERALDAS II

SECUENCIA DE EVENTOS:

Como es de su conocimiento el día Mares 13 de Enero del 2015 a las 17:17 de la tarde, las unidades de generación No.1, 2, 5, 7, 8, 10, 11 y 12 presentaron descensos repentinos de carga, lo que provoco la oscilación de la Potencia Neta de la central en las Líneas de Transmisión, de la cuales no se logró recuperar el control de las Unidades #1 y #2.

CAUSA DE LA VARIACIÓN DE CARGA EN LAS UNIDADES

Desconexión de carga intempestiva 190MW Circuito de Transmisión Totora - Santa Rosa 230KV; vale mencionar que este evento también afecto a la Central Esmeraldas I.

CAUSA DISPARO DE GENERADORES

Unidad #1:

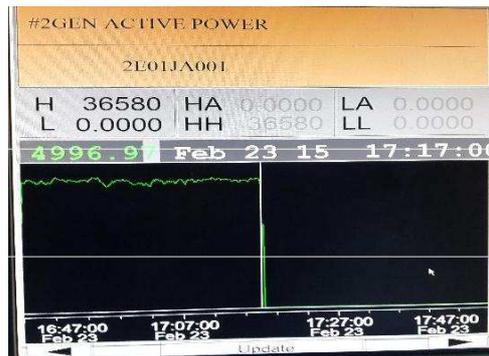
- La Unidad presentó variación de carga (6,4MW - 3,53MW) y velocidad de la máquina (600RPM - 615,9RPM), presenta disparo de la unidad.
- Operó las protecciones desviación de la temperatura de aceite de salpicadura como se registra en el historial de alarmas del PLC.



Registro de Alarmas del PLC

número	tiempo	fecha	estado	texto
87	17:19:36	23/02/2015	CD	Desviación de la temperatura salpicadura del aceite de lub. a 70 (parada)
307	17:19:43	23/02/2015	CD	Parada de emergencia
245	17:12:51	23/02/2015	CD	Falta de puerta de válvulas del tanque de agua de arranque de inversor
47	15:57:22	23/02/2015	CD	Presión alta de la entrada del tub de turbocompresor (50.8bar) (parada)
188	15:57:22	23/02/2015	CD	Presión baja de la entrada del tub de turbocompresor (50.8bar)
149	15:57:29	23/02/2015	CD	Presión de lub. 54.3bar
20	15:57:20	23/02/2015	CD	Presión de la entrada de lub. 54.3bar (parada)
248	10:40:26	21/02/2015	CD	Franqueo de separador de lub.
19	14:14:14	24/01/2015	CD	Temperatura alta de rodamiento...

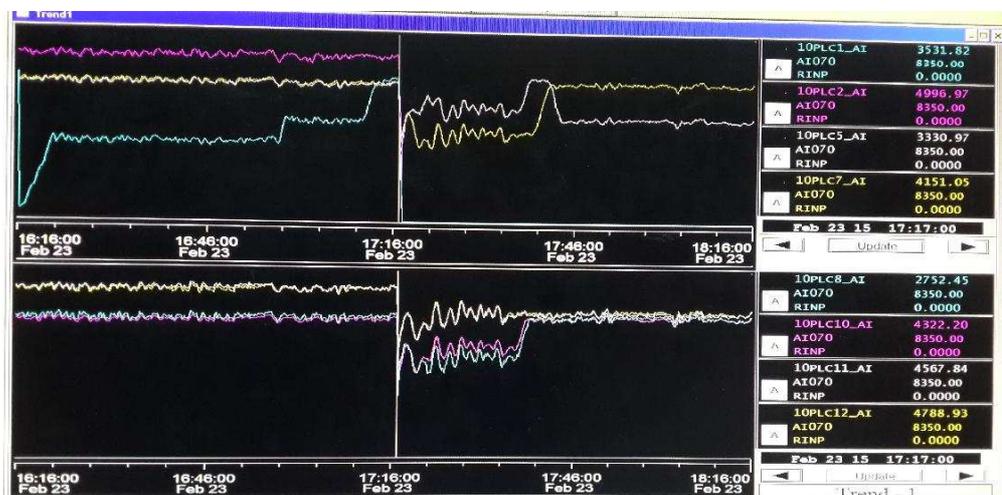
Unidad #2: La Unidad presentó variación de carga (7,4MW - 4,9MW) y velocidad de lamáquina (600RPM - 614,95RPM), se realiza parada de emergencia de la unidad como se aprecia en las imágenes.



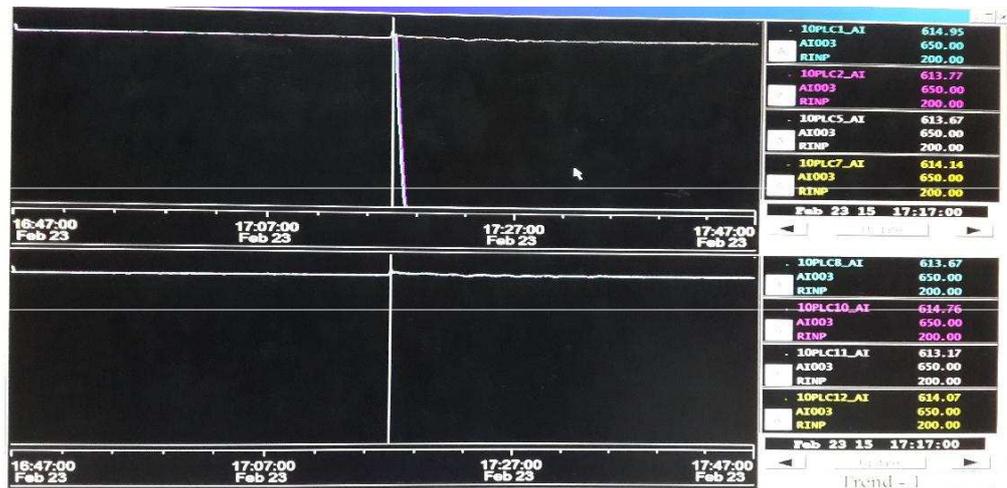
COMPORTAMIENTO DE LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA (MCI)

Los motores que se encontraban en operación antes de producirse el descenso repentino de carga fueron: de la Bahía 1 (Unidades No. 1, 2, 5). Bahía 2 (Unidades No.7, 8, 9, 10, 11, 12). La Unidad No. 3 en mantenimiento de las 4000Horas y la Unidad No.4 por mantenimiento correctivo, por rotura de línea de combustible que alimenta a bombas de inyección lado B. Todos los motores presentaron descensos de carga y aumento de las RPM de los motores como se registra en el Histórico del DCS.

SEÑAL DE POTENCIA (CARGA) DE UNIDADES EN OPERACIÓN



SEÑAL DE VELOCIDAD (RPM) DE UNIDADES EN OPERACIÓN



REPOSICIÓN

- Comunicación con CENACE, solicitando información relacionado con el evento, de lo cual nos confirma de un suceso que coincide con la hora (17:17), en la que se produce descensos repentinos de carga.
- Se solicita a la Central Esmeraldas I de suministro de vapor, se alinean válvulas y se realiza purgas de condensado por toda la línea que va por el pipe rack hasta casa de máquinas. Para recuperar la baja presión de vapor que generó la salida de la Caldera No.2.
- Se realiza apertura de las válvulas de alivio de presión de los cilindros y se realiza un virado del cigüeñal hasta descender a valores normales las temperaturas de aceite de salpicadura de las máquinas.
- Inspección de las Unidades No.1 y No.2 en conjunto con el personal de PDV por parte de la constructora;
- Limpieza y lubricación de cremalleras.
- Preparación de las condiciones de arranque Unidades No.1, No.2. Pruebas de los equipos auxiliares, (separadora de aceite, prelubricación, nozzle, agua de enfriamiento HT, recirculación de combustible, agua de enfriamiento LT) parámetro de operación normales.
- Se realizar un barrido a los motores previo al arranque.

-
-
- Arranque y sincronización de las Unidades No.1 y 2, reingreso de la caldera No.2 en servicio y suspensión del suministro de vapor desde Esmeraldas I.

RECOMENDACIÓN

Del presente evento existe un antecedente previo del comportamiento de las Unidades No.1, 3 y 5 respecto al control de carga durante condiciones similares. Se recomienda realizar pruebas de rechazo de carga-control de velocidad.

Fecha	Hora	DESCRIPCIÓN (ORIGEN DE FALLA)	TRIP
13-Ene-15	23:48	FALLA EXTERNA (ANILLO INTERCONECTADO)	Control de Carga

EL SIGUIENTE REPORTE DE FALLO ES DE LAS UNIDADES 2 Y 4

INFORME DE FALLA No. 04-2015

Fecha: Lunes 24 de Febrero de 2015

Hora: 22:40

1 BREVE DESCRIPCIÓN DEL EVENTO

Ø **Falla ocurrida**

Disparo de las Unidades de generación 2 y 4 de la central Esmeraldas II

· **Causa**

Para el caso de la unidad #2 se incrementa la corriente de 75 AMP que es su trabajo normal a 129.9 AMP en bomba de aceite #1, cayendo la presión de aceite en el turbo activando la protección 2 PT1201 y por ende disparo de la unidad.

En la unidad #4 se disminuye la corriente de 75 AMP a 0 AMP y en el mismo instante se incrementa a 131.94 en bomba de aceite #1 cayendo la presión de aceite en el turbo activando con ello protección 4PT1201 generando el disparo de la unidad.

2 CONDICIONES PREVIAS AL EVENTO

· **Flujo por el elemento**

Central	Unidades	(MVA)	Generación
Esmeraldas II	2 y 4		14 MW

3 CONSECUENCIAS EN EL SNI

3.1 Distribución

Central	Potencia (MW)	Hora normalización	Observaciones
Esmeraldas II	14	23:05	

3.2 Generación

GENERACIÓN PERDIDA

Empresa	Central	Unidad	P (MW)	Q (MVAR)	Observaciones
---------	---------	--------	--------	----------	---------------

CELEC - TERMOESMERALDAS	Esmeraldas II	U2	7	6	Disparo por
		U4	7	6	variación de Voltaje en bombas de aceite
<i>Total</i>			14	12	

- Disparo en la central térmica Esmeraldas II, de los motores C271212001 y C271212003 producido por falla eléctrica generada en bombas de aceite 2M1401 y 4M1401.

4 PROCESO DE RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO

Siendo las 20:39 se apagó el motor #2 y 4 producto de alarmas de protecciones del turbo, se procedió inmediatamente a reportar al CENACE y consultarle si no habían existido perturbaciones en el SNI, mismos que no tenían novedades, se procede a consultar a Transelectric donde se indico que de ese lado no existía problemas y por último a CNEL confirmaron que no se presentó problema en la línea de 69

22:40 Se solicita al Tablerista el reporte de alarmas operadas en el disparo.

22:41 Se informa al CENACE sobre el evento y se solicita la inspección de su sistema interno.

22:44 Se informa a la central Esmeraldas I sobre el evento y se solicita inspección de su sistema

22:45 El Tablerista revisa las alarmas e indica a maquinista la novedad y se, declara disponible las unidades.

22:51 Maquinista revisa los auxiliares, motor y generador dentro de los parámetros y condiciones idóneas de arranque pone en servicio auxiliares y procede a arrancar equipos para su respectiva sincronización

22:05. Una vez realizado el análisis por personal de HARBIN en los sistemas y tableros de control se indicó que ya no existían novedades y que se proceda con la coordinación para el arranque y generación.

5 OBSERVACIONES

- Al momento de la falla se presentaban las maquinas operando sin ninguna novedad, no existieron variaciones de voltaje ni otras novedades perceptibles en las condiciones de operación normal de los equipos
- La falla eléctrica que provoco el disparo de las bombas y con ello la parada de las unidades fue en tiempos muy cortos que no se evidenciaron ni identificaron externamente.

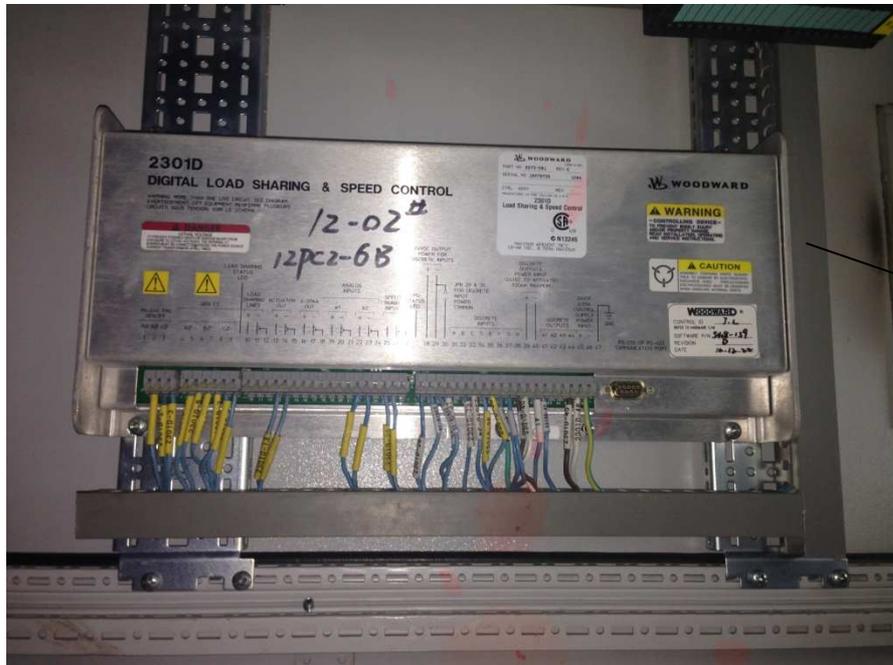
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El disparo se produjo por la actuación de la protección del Turbo, ante la detección de una caída de presión de aceite, producida por una falla eléctrica originada en las bombas del modulo de aceite.

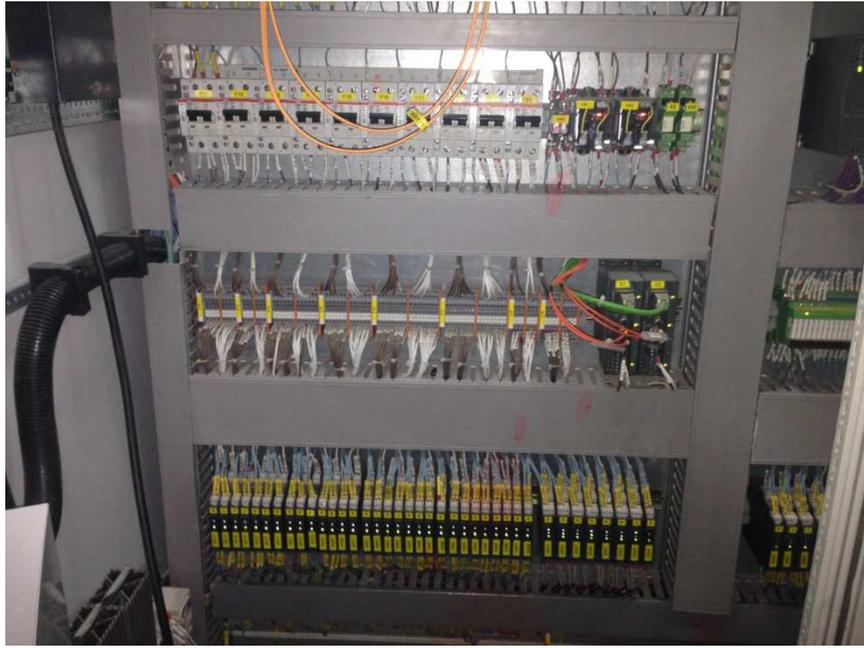


- Se procedió con el arranque de las unidades una vez revisado y evidenciando el evento que causó su disparo por 2 motivos: las unidades salieron con HFO y dejarlas apagadas generaría algunos problemas como endurecimiento de las cremalleras taponamiento de inyectores, HFO en el tanque MIX obstrucción de cañerías de combustible etc.; el segundo motivo se debe a que el problema presentado fue en un elemento auxiliar poco tiempo y por falla externa los elementos de la máquina no se vieron afectados.
- Se recomienda al equipo de mantenimiento eléctrico e instrumentación revise, las causas de la caída de corriente en las bombas y porque no actuó el ingreso de la bomba de apoyo, pues el disparo de las unidades se produjo ante la ocurrencia de una variación externa no detectada.

3.13. Anexo 2:Disyuntores, Relés de protección y Tablero de control de velocidad



Woodwar
Speed
Control



Visualización de DCS en CTE II

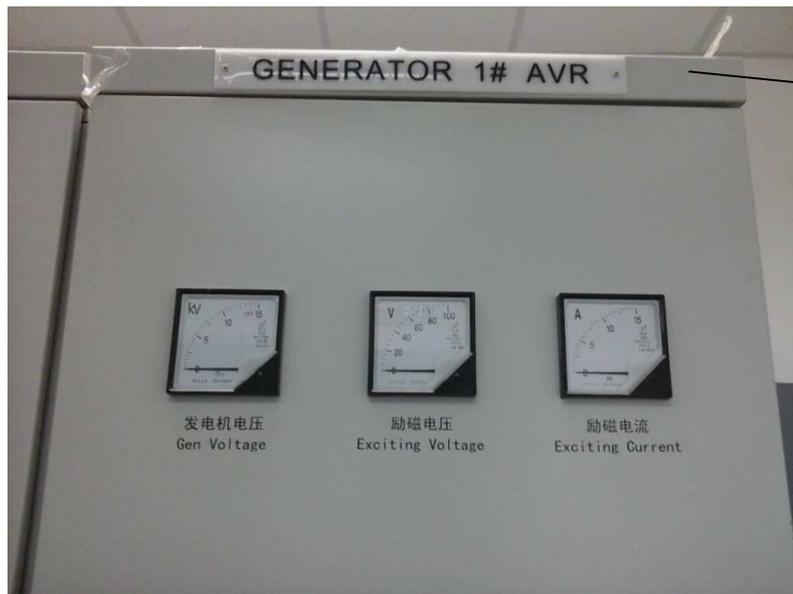
Módulo de disyuntores de los generadores



Relé de protección



Módulo de sincronización



Módulo de excitación AVR