

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA COMPRESION
DE GAS EN UNA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA DE 30
MEGAVATIOS**

GELMAN ARTURO BOLAÑOS MARÍN

**UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y BIOMÉDICA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
VILLAVICENCIO, COLOMBIA
2022**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA COMPRESION
DE GAS EN UNA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA DE 30
MEGAVATIOS**

GELMAN ARTURO BOLAÑOS MARIN

**Trabajo de grado en la modalidad de tesis presentado como requisito para
optar al título de Ingeniero Electromecánico**

Director

Ing. Luis Ferney Gaitán A.

**UNIVERSIDAD ANTONIO NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA, ELECTRÓNICA Y BIOMÉDICA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
VILLAVICENCIO, COLOMBIA**

2022

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mi madre que desde el inicio ha sido un bastón muy fuerte para lograr paso a paso cada meta, a mi padre en el cielo que con sus bases forjó en mí el carácter suficiente para salir adelante y escogió la mejor de las herencias, el estudio.

A mi familia, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy. Ha sido un orgullo y privilegio ser parte de sus consejos.

Gelman Arturo Bolaños Marín.

NOTA DE ACEPTACIÓN:

Ing. Alberto Villarraga
Jurado

Ing. Javier Castaño
Jurado

DISEÑO DE UN SISTEMA DE CONTROL PARA LA COMPRESION DE GAS EN UNA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA DE 30 MEGAVATIOS

Resumen

Con este proyecto se pretende diseñar el control automatizado de la etapa de compresión de gas de una planta de generación eléctrica, para ello, se debe de tener en cuenta las variables de proceso que se involucran directamente en los equipos y la seguridad de procesos. El uso de controladores lógicos programables, pantallas HMI y dispositivos de comunicación, integrando la lógica de control mediante el lenguaje de programación Ladder a este sistema de control y monitorear las variables de proceso, la seguridad de los equipos y lograr una interacción entre el operador y las máquinas, todo esto como parte fundamental en la generación de energía eléctrica dimensionada a un sistema de 30 Megavatios hora por día.

DESIGN OF A CONTROL SYSTEM FOR GAS COMPRESSION IN A 30 MEGAWATTS ELECTRIC GENERATION PLANT

Abstract

The purpose of this project is to design the automated control of the gas compression stage of a power generation plant, taking into account the process variables that are directly involved in the equipment and process safety. The use of programmable logic controllers, HMI screens and communication devices, integrating the control logic through the Ladder programming language to this control system and monitor process variables, equipment safety and achieve interaction between the operator and the machines, all this as a fundamental part in the generation of electricity sized to a system of 30 megawatt hours per day.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
1. INTRODUCCIÓN	10
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	11
2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	11
2.2. TIPOS DE PLANTAS ELÉCTRICAS.....	12
□ Centrales hidroeléctricas.....	13
□ Plantas de energía nuclear	14
□ Centrales eléctricas de carbón.....	15
□ Plantas de energía verde	16
2.3. ANTECEDENTES.....	18
2.4. SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS.....	23
2.5. APROVECHAMIENTO DE GAS O BIOGÁS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	27
2.6. APORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA POR PLANTAS DE BIOGÁS	29
3. DISEÑO INGENIERIL	32
3.1. REQUERIMIENTO PARA LA COMPRESION DE GAS EN LA GENERACION ENERGETICA.	32
3.2. PARTES, COMPONENTES Y DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.....	33
3.3. SELECCIÓN DE HARDWARE.....	41
3.4. DIRECCION Y ESPACIO EN MEMORIA I/O EN CPU.	58
4. RESULTADOS	62
4.1. CONFIGURACION DEL PLC	62
4.1.1. CONFIGURACION DE TAREAS	63
4.1.2. PRINCIPALES RUTINAS DE LA LOGICA DE CONTROL.....	66
5. RECOMENDACIONES	76

6.	CONCLUSIONES	77
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	78
	Referencias.....	80

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1. Campos de distribución por cuenca en Colombia	29
Tabla 2. Entradas de tipo digital del sistema	38
Tabla 3. Salidas de tipo digitales del sistema	39
Tabla 4. Entradas de tipo analógicas del sistema	39
Tabla 5. Salidas de tipo analógicas del sistema	40
Tabla 6. Entradas de tipo resistivo para temperatura del sistema	40
Tabla 7. Lista de partes y elementos de control	41
Tabla 8. Gama media PLC CompactLogix 1769-L33ER, relevancias	43
Tabla 9. Lista general de partes y componentes mecánicos periférico 1769-IQ32	48
Tabla 10. Lista general de partes del 1769-OW16.....	49
Tabla 11. Lista general de partes del 1769-OW16.....	51
Tabla 12. Descripción general módulo 1769-OF4	54
Tabla 13. Entradas digitales en memoria Local1 PLC sistema de control	58
Tabla 14. Salidas digitales en memoria Local2 PLC sistema de control	59
Tabla 15. Entradas analógicas en memoria Local4 PLC sistemas de control.....	60
Tabla 16. Salidas analógicas en memoria Local5 PLC sistema de control.....	61
Tabla 17. Entradas de temperatura en memoria Local6 PLC sistema de control...61	

ENUMERACIÓN DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Tipos de energía eléctrica.....	13
Figura 2. Representacion de una central hidroeléctrica	14
Figura 3. Representacion Planta energía nuclear	15
Figura 4 Central eléctrica de carbón.....	16
Figura 5. Representacion Energías renovables	17
Figura 6. Estación de compresión La Laguna.....	23
Figura 7 Turbina de gas	24
Figura 8. Principales flujos de gas natural en EE. UU	28
Figura 9. Diseño de un compresor de gas.....	33
Figura 10. P&ID 1ra Etapa de Compresión de Gas	35
Figura 11. P&ID 2da Etapa de Compresión de Gas	36
Figura 12. P&ID 3ra Etapa de Compresión de Gas	37
Figura 13. PLC CompactLogix L33ER	42
Figura 14. Anatomía PLC familia 1769 (L36ERM)	44
Figura 15. Fuente de alimentación 1769-PA2.....	46
Figura 16. periférico modular 1769-IQ32	47
Figura 17. Anatomía módulo 1769-IQ32	47
Figura 18. Periférico modular 1769-OW16	49
Figura 19. Periferico modular de salidas digitales a relé 1769-OW8	50
Figura 20. Módulo de entradas analógicas 1769-IF16C	52
Figura 21. Módulo de salidas analógicas 1769-OF4.....	53
Figura 22. periférico modular de entradas RTD 1769-IR6	55
Figura 23. Resistencia de terminación del CompactBus.....	56
Figura 24. Módulo 1769-ECR	56
Figura 25. PanelView Plus 7	57
Figura 26. Configuración de hardware en lógica de control	62
Figura 27. Lista de rutinas de control	63
Figura 28. Configuración en tiempos de ejecución	64
Figura 29. Configuración de tiempos en la tarea principal de la programación	64

Figura 30. Configuración de tiempos de ejecución en la tarea de control PID	65
Figura 31. Biblioteca EFX para configuración de entradas analógicas.	66
Figura 32. Biblioteca EFX para configuración de salidas analógicas.	66
Figura 33. Activación de alarmas en lógica de programación	67
Figura 34. Configuración de alarmas para protección de los equipos	67
Figura 35. Bloques condicionales de seguridad de la planta	68
Figura 36. Bloques condicionales de arranque del compresor	68
Figura 37. Rutinas de enclavamiento condiciones Shutdown	69
Figura 38. Condiciones para arranque del compresor	71
Figura 39. Arranque desde panel HMI	71
Figura 40. Configuración bloque PID	71
Figura 41. Menú sistema de compresión HMI.....	72
Figura 42. Overview etapas de compresión	73
Figura 43. Overview general sistema de compresión	73
Figura 44. Estado de Permisivos del sistema	74
Figura 45. Pantalla de alarmas y Shutdowns	75
Figura 46. Lista de alarmas Alarm Setup.....	75

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural es utilizado como combustible en la generación de energía eléctrica aportando junto con el uso del carbón una cantidad significativa de energía eléctrica a la red nacional, (VALORA ANALITIK, 2020) afirma “Hoy en día las plantas térmicas están generando alrededor de 56 GW h / día, esto representa un 33,5 % de la demanda total de energía de los colombianos.”

Las compañías petroleras son las grandes aportantes de proveer gas natural, en sus procesos de extracción, tratamiento y refinamiento de crudo tienen la capacidad de producir volúmenes elevados de gas natural que en ocasiones es aprovechado para el abastecimiento energético de la planta y suministrar a la red nacional. La implementación de grandes proyectos innovadores que son puestos en marcha para suplir las necesidades energéticas es de gran importancia para nuestro desarrollo, para ello, se debe proponer automatizar y comprender el manejo de estas plantas que tienen el potencial de suplir una necesidad local, regional y nacional debido a la producción energética con la que se proyecta.

El desarrollo de este proyecto pretende llevar a cabo un sistema de control mediante el uso de un controlador lógico programable PLC y visualizar variables, parámetros y mensajes por medio de un panel view HMI, esto con el fin de poder controlar y monitorear las variables que se involucran en la etapa de compresión de gas en una planta de generación eléctrica dimensionada para 30 Megavatios/hora/día.

Dado que es un beneficio de grandes proporciones no solo para la planta de tratamiento sino también para el aporte energético a nivel local, regional y en otros casos nacional, se logra reducir la escasez o déficit energético que en ocasiones por condiciones climáticas se ve afectado el país.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación de electricidad se define como la electricidad generada a partir de combustibles fósiles, centrales nucleares, centrales hidroeléctricas (excluido el almacenamiento por bombeo), sistemas geotérmicos, paneles solares, biocombustibles, eólica, etc. Incluye la electricidad producida en plantas exclusivamente eléctricas y en calefacción y plantas de energía. Se incluyen tanto las plantas productoras de actividad principal como las plantas auto productoras, cuando se dispone de datos. Los productores de actividad principal generan electricidad para la venta a terceros como su actividad principal. Los auto productores generan electricidad total o parcialmente para su propio uso como actividad de apoyo a su actividad principal. Ambos tipos de plantas pueden ser de propiedad privada o pública. Este indicador se mide en gigavatios hora y en porcentaje de la generación total de energía [1].

Las tres categorías principales de energía para la generación de electricidad son los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo), la energía nuclear y las fuentes de energía renovables. La mayor parte de la electricidad se genera con turbinas de vapor que utilizan combustibles fósiles, energía nuclear, de biomasa, geotérmica y solar térmica. Otras tecnologías importantes de generación de electricidad incluyen turbinas de gas, turbinas hidráulicas, turbinas eólicas y energía solar fotovoltaica [2].

El gas natural comprimido (GNC) ahora se puede utilizar como combustible para centrales eléctricas cautivas alimentadas con gas. Este tiene una cantidad significativa de beneficios en comparación con el diésel, incluida la reducción de emisiones y costos de combustible reducidos.

Sin embargo, en muchas partes del mundo, la red de distribución de gas no está completamente desarrollada y no llega a todos los posibles clientes. Puede haber

planes para expandir la red de distribución de gas en una etapa posterior, o un cliente puede querer aprovechar el costo y los beneficios ambientales del gas.

En este caso, el GNC puede ser una fuente atractiva de combustible. El GNC se crea comprimiendo el gas natural y en su mayoría contiene metano (CH_4). A diferencia del gas natural, normalmente no se transporta por tuberías, sino que se transporta en lotes y se contiene y distribuye en cilindros bajo una presión superior a 200 bar.

La densidad de energía del GNC es significativamente más alta que la del gas natural, ya que hay más moléculas de CH_4 almacenadas en un área más pequeña, antes de su uso en un motor de gas, el gas debe descomprimirse y alimentarse al generador normalmente a una presión operativa de 80-200 mbar.

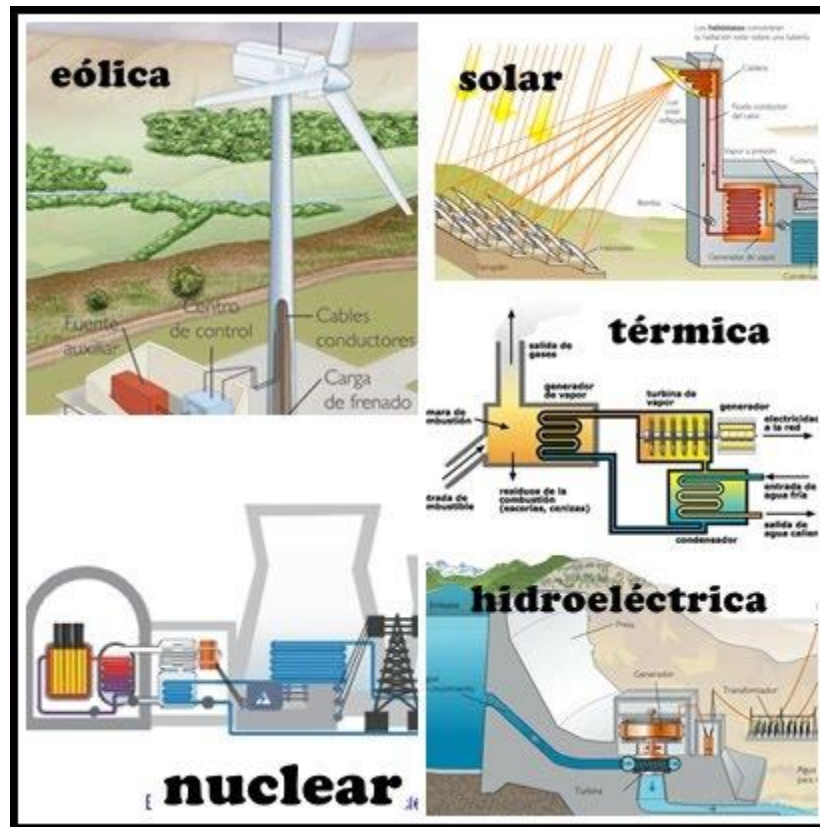
Dependiendo del precio del gas natural en comparación con el diésel y de la distancia que debe transportarse el gas desde el punto de compresión, el ahorro de combustible puede ser del orden del 30%. Por lo tanto, este es un factor importante para la adopción de esta tecnología. También puede actuar como una solución provisional hasta que el gas del gasoducto esté disponible en un área determinada, si el desarrollador no desea realizar la inversión de capital en generadores de electricidad alimentados con diésel.

Al igual que con otras tecnologías de motores de gas, las instalaciones alimentadas con GNC pueden mejorar su eficiencia de combustible mediante la cogeneración de calor y energía.

2.2. TIPOS DE PLANTAS ELÉCTRICAS

Hay diferentes tipos de plantas de energía en el mundo que trabajan en conjunto para suplir la exponencial demanda de energía eléctrica. En la figura 1 se pueden encontrar las denominadas energías verdes y las que acaban con recursos naturales.

Figura 1. Tipos de energía eléctrica



Fuente: Tomada de <https://bolicheros.wordpress.com/2016/05/23/tipos-de-centrales-donde-se-produce-electricidad/>

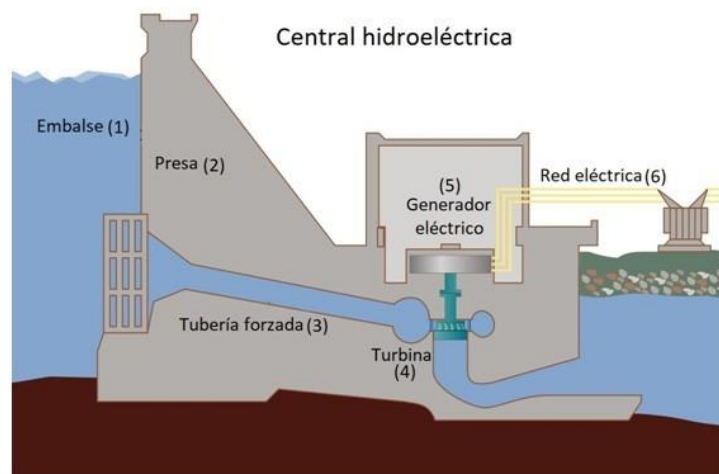
- **Centrales hidroeléctricas**

Las plantas de energía hidroeléctrica son una de las más efectivas y ecológicas de todas las plantas de energía. En una central hidroeléctrica, la electricidad se obtiene del agua.

En detalle, de la energía potencial del agua obtenemos energía eléctrica. Cuando se hace que el agua caiga desde una altura sobre una turbina, hace girar la armadura que está conectada a un generador. Cuando la turbina gira, el generador comienza a producir electricidad. Esta electricidad luego se envía a todas las diferentes subestaciones para distribuir la energía.

La planta de energía más grande del mundo es una planta de energía hidroeléctrica llamada Presa de las Tres Gargantas. La presa genera una asombrosa potencia de 22.500 MW. Se logra esta hazaña utilizando 34 generadores de energía. La presa es tan grande que después de su construcción, la presa, por sí sola, ralentizó la rotación de la tierra. Una de las ventajas de una central hidroeléctrica es que no se generan residuos por la creación de energía (Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, 2021).

Figura 2. Representación de una central hidroeléctrica



Fuente: Tomado de <https://ingeoexpert.com/2018/03/22/como-funciona-una-central-hidroelectrica/>

- **Plantas de energía nuclear**

Las centrales nucleares también encabezan la lista de centrales eléctricas que pueden producir cantidades masivas de energía. Estas plantas de energía nuclear funcionan convirtiendo la energía nuclear en electricidad.

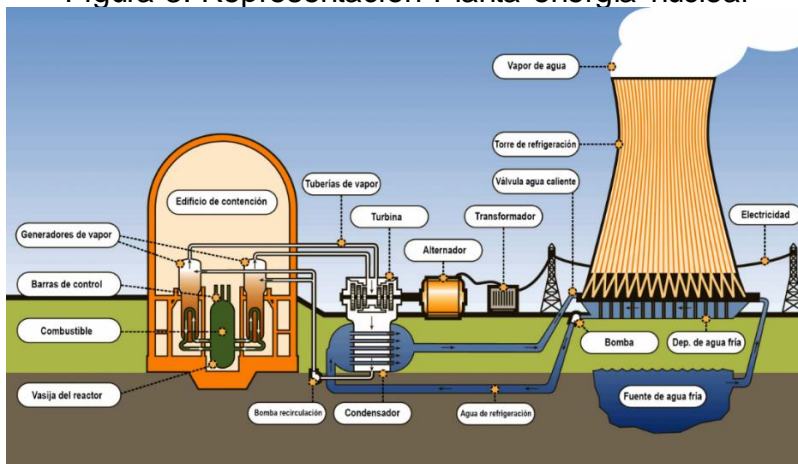
El calor del reactor nuclear es usado para convertir agua en vapor. Este vapor presurizado se utiliza luego para hacer girar turbinas conectadas a un generador. A diferencia de las centrales eléctricas de carbón o gas natural, una central nuclear no tiene que quemar nada para generar calor. Todo el proceso está impulsado por la fisión nuclear.

Los gránulos de uranio poco enriquecidos se cargan en la planta de energía nuclear. Luego, el átomo de uranio se divide creando la fisión nuclear. Este proceso libera enormes cantidades de energía.

La ventaja de una central nuclear es que no necesitan quemar nada para generar energía. Por tanto, la emisión de carbono de una central nuclear es muy baja, en la figura 3 se muestra la representación de una planta nuclear convencional. Las desventajas de una planta de energía nuclear son los desechos nucleares que crea y el elevado costo de construir una. La energía nuclear constituye más del 10% de las necesidades energéticas del mundo.

La planta de energía nuclear más grande del mundo es la de Kashiwazaki-Kariwa ubicada en Japón. Es capaz de producir 7,965MW de energía utilizando siete reactores de agua hirviendo (Consejo de Seguridad Nuclear).

Figura 3. Representación Planta energía nuclear



Fuente: Tomado de <https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/cuales-son-los-distintos-componentes-de-una-central-nuclear/>

- **Centrales eléctricas de carbón**

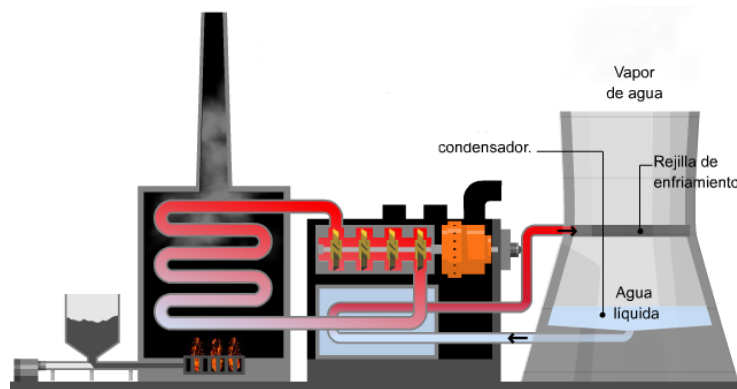
Las dos primeras plantas de energía que discutimos tienen una huella de carbono baja. Las centrales eléctricas de carbón son exactamente lo contrario. Tienen una gran huella de carbono, sin embargo, las centrales eléctricas a carbón representan casi el 40% de la demanda energética mundial. Las centrales eléctricas de carbón

o de carbón queman carbón para convertir el agua en vapor. Este vapor se utiliza luego para hacer girar turbinas que producen electricidad con la ayuda de un generador.

Una planta de energía de carbón de 1000MW quema 9000 toneladas de carbón por día. Este proceso libera cantidades muy elevadas de contaminantes al aire. La central eléctrica DatangTuoketuo es la central térmica más grande del mundo con una capacidad de 6,7 GW. Esta planta de carbón utiliza más de 21 millones de toneladas de este al año para satisfacer la demanda energética de China (Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, 2021).

Estas centrales eléctricas de carbón entran en la categoría de centrales térmicas, como se puede apreciar en la figura 4. Las centrales eléctricas que funcionan con diésel y con gas natural son los otros dos tipos de centrales térmicas que se utilizan comúnmente para la generación de electricidad.

Figura 4 Central eléctrica de carbón



Fuente: Tomado de <https://sites.google.com/site/centraltermicadecarbonmagsbdpa/home/2-->
Funcionamiento

- **Plantas de energía verde**

Con los avances en la generación de energía, ahora tenemos más que centrales eléctricas térmicas, nucleares e hidroeléctricas. Se denominan centrales eléctricas no convencionales. Estas centrales eléctricas son capaces de producir energía limpia (o energía verde).

- **Plantas de energía solar:** Las plantas de energía solar utilizan la energía del sol para producir electricidad. Mediante el uso de paneles solares la luz solar es captada mediante células fotovoltaicas y la convierten en electricidad. Hoy en día, un número cada vez mayor de países está mirando hacia la energía solar para compensar su dependencia de los combustibles fósiles.
- **Plantas de energía eólica:** Estas plantas de energía eólica convierten la energía eólica en energía eléctrica mediante turbinas que son movidas por la fuerza de vientos. Estos también son muy efectivos para producir energía limpia, una colección de molinos de viento que se extiende a lo largo de un área se llama parque eólico. Se dice que el parque eólico de Gansu en China está en la capacidad de alcanzar los 20.000 Megavatios.
- **Planta de energía geotérmica:** Las plantas de energía geotérmica son similares a las centrales de turbina de vapor que discutimos anteriormente. Sin embargo, en lugar de quemar combustibles fósiles, Estas utilizan del núcleo de la tierra su calor para crear vapor. La planta de energía geotérmica más grande es The Geysers Complex, ubicada en los EE. UU, es capaz de producir 1.520 MW de energía. La mayor limitación de la energía geotérmica es que solo hay unos pocos lugares de la tierra donde se puede instalar. Además, el costo de perforación y construcción de plantas puede ser bastante elevado.
- **Planta de energía mareomotriz:** Las plantas de energía mareomotriz utilizan vallas o barreras de marea para aprovechar el poder de las mareas. Las tasas de adopción de las plantas de energía mareomotriz han sido bajas debido a que existen algunas limitaciones críticas para implementar una planta de energía mareomotriz.

Figura 5. Representacion Energías renovables



Fuente: Tomado de <https://www.metropol.gov.co/ambiental/Paginas/consumo-sostenible/Energias-Renovables.aspx>

2.3. ANTECEDENTES

Las fuentes renovables junto a la conversión de energía y su eficiencia son los principales caminos elegidos por la Comunidad Europea para detener los cambios climáticos y la degradación del medio ambiente y permitir un crecimiento sostenible. Para ello, es obligatoria la construcción de una red de distribución eléctrica nueva y más dinámica. Esta “red inteligente” debería incluir también a estas empresas que hasta ahora inician, como a las que llevan un trayecto considerable , capaces de programar la generación y uso de esta energía por medio de fuentes que podamos renovar (los llamados "prosumidores"). En este marco, la microgeneración (potencia eléctrica nominal de hasta 50 kW) es una de las técnicas más prometedoras. Un proyecto denominado “aplicación a la microgeneración de un innovador motor de combustión interna de encendido por compresión de combustible dual que funciona con biogás” está basado en el sistema de combustión específico (Ignición por compresión controlada por reactividad, una mezcla pobre y homogénea de aire y biometano o biogás que se enciende por medio de una pequeña cantidad inyectada de combustible diésel), la eficiencia térmica que se

genera puede aumentar en todas las condiciones de su funcionamiento, en comparación con un sistema convencional de un motor de encendido por chispa que funciona con biometano o biogás (Legrottaglie, Mattarelli, Rinaldini, & Scignoli, 2021).

La consiguiente reducción de las emisiones de CO₂ es superior al 20%. Además, el motor propuesto puede tolerar variaciones más grandes en la composición del biogás, sin una caída significativa de la eficiencia térmica. Finalmente, en caso de emergencia, solo puede funcionar con combustible diésel. El uso del motor es particularmente adecuado para una empresa que opera en el campo agrícola, como una granja de tamaño mediano, que puede producir biogás para su consumo.

Por lo tanto, se selecciona un caso de estudio representativo y se analizan las correspondientes necesidades de energía eléctrica y térmica a lo largo de un año típico. El análisis energético conduce a la identificación del tamaño de motor y los ajustes de calibración más adecuados para reducir la compra de electricidad y gas natural maximizando el uso de fuentes renovables propias de la empresa (biogás o biometano). El objetivo final del proceso de optimización es crear un sistema virtuoso, que pueda reducir el impacto ambiental y hacer que la empresa sea casi independiente desde el punto de vista energético [8].

El mundo entero corre ahora tras la energía verde, la utilización de la energía es una indicación del crecimiento de una nación. La energía máxima consumida proviene de fuentes de energía convencionales como gas, petróleo, carbón, etc., que son limitadas. Es difícil satisfacer la demanda con los recursos energéticos convencionales existentes. Por lo tanto, la energía verde o la energía alternativa pueden ser la mejor manera de satisfacer el aumento de la demanda actual.

Se investiga una evaluación termodinámica integral de una planta integrada con biomasa, según leyes termodinámicas. La planta multigeneración modelada trabaja con biogás producido a partir de biomasa de madera de demolición. La planta consiste principalmente en un ciclo de gasificación de biomasa, un sistema de producción de agua limpia, producción de hidrógeno, compresión de hidrógeno, subplanta de turbinas de gas y ciclo Rankine. Las salidas útiles de esta planta son hidrógeno, electricidad, calefacción y agua potable. La generación de hidrógeno se obtiene de la subplanta electrolizadora de vapor a alta temperatura. Además, la unidad de destilación de membrana se utiliza para la producción de agua dulce, y también, la unidad de compresión de hidrógeno con dos compresores se utiliza para el almacenamiento de hidrógeno comprimido. Por otro lado, los análisis de energía y exergía, así como las irreversibilidades, se examinan de acuerdo con varios factores para examinar la eficiencia de la planta integrada y las subplantas examinadas. Los resultados demuestran que las eficiencias totales de energía y exergía de la planta diseñada se determinan como 52,84% y 46,59%. Además, la tasa de irreversibilidad total del ciclo diseñado será de 37,743 kW, y la tasa de irreversibilidad más alta se determina en la unidad de gasificación de biomasa con 12,685 kW [8].

Para proporcionar cargas de refrigeración, calefacción y electricidad de edificios con alta eficiencia térmica y bajo consumo de energía, un innovador ciclo Rankine orgánico en cascada (CORC), un enfriador eléctrico (con ciclo de refrigeración por compresión de vapor, VCR) y un sistema de almacenamiento de energía térmica de hielo (ITES) están integrados con un motor de gas (GE). El sistema CORC de recuperación de calor y generación de energía con dos bucles de alta y baja temperatura utiliza el escape del motor de gas como fuente de calor y genera electricidad en una innovadora planta de cogeneración de recuperación de calor. VCR-ITES proporciona la demanda de refrigeración. Cambia el consumo de electricidad de las horas punta a las horas de poca carga fuera de las horas punta (23–8). El consumo de electricidad de VCR-ITES se estima en función de la carga de refrigeración variable durante un año y no en función de la carga de refrigeración

en el día más caluroso del año. Se realiza el modelado termoeconómico y la optimización multiobjetivo del nuevo sistema integrado propuesto (GE-CORC-VCR + ITES) para encontrar la capacidad requerida de los equipos. Después de optimizar el procedimiento, se seleccionan tres motores de gas de 393 kW. Los resultados para CORC muestran que el circuito HT con fluido de trabajo R11 generó 75,6 kW y el circuito LT con fluido de trabajo R152a generó una potencia de salida de 72,9 kW (148,5 kW en total). Además, la eficiencia térmica de CORC, así como la eficiencia térmica y exergética general del sistema integrado, fueron del 23%, 68% y 63%, respectivamente. El innovador CORC con configuración de doble bucle tuvo una mayor salida de potencia neta, una mayor eficiencia térmica y un menor costo de inversión por unidad de potencia de salida (\$ / W) en comparación con un ORC de un solo bucle y otros ORC de doble bucle. VCR-ITES también tuvo un 44,2% menos de consumo de energía, un 43,9% menos de emisiones y un 64% menos de costo de electricidad en comparación con el sistema de VCR simple. Los resultados del sistema integrado propuesto también se comparan con los del sistema tradicional (comprar electricidad de la red, generar calor mediante una caldera de agua caliente y proporcionar carga de refrigeración mediante un enfriador eléctrico), la reducción en el costo anual de comprar electricidad de la red. fue de $1,35 \times 10^5$ \$ / año (61,5%), también se estimó que el ingreso anual por la venta de electricidad fue de $9,8 \times 10^5$ \$ / año, el consumo anual del costo de combustible se redujo debido a la recuperación de calor en $9,8 \times 10^4$ \$ / año (31%), y la producción anual de emisiones de CO₂ y NO_x disminuyó en $3,02 \times 10^4$ \$ / año. El período de recuperación del sistema integrado optimizado es de 3,63 años [9].

En este estudio, el primero de su tipo, la integración completa a escala de planta del método de captura de CO₂ de precombustión con la reforma de bucle químico (CLR) de gas natural (NG), el proceso de transición de gas de agua (WGS), la captura de CO₂ y la compresión de CO₂ en un ciclo combinado. Se ha presentado central eléctrica. El CLR consistió en oxidación y reactor de combustible. El reactor de oxidación oxida el transportador de oxígeno metálico con aire comprimido y produce una corriente de aire sin oxígeno (corriente de N₂) como subproducto. El

reactor de combustible reforma el GN con el óxido metálico en presencia de vapor para producir gas de síntesis. Este se somete además a captura de WGS y CO₂ utilizando a-MDEA, para preparar un combustible rico en H₂, que se quema en el sistema de turbina de gas (GT). El calor del enfriamiento de las corrientes de proceso en el método de captura de CO₂ de precombustión se usa para preparar vapor saturado a baja presión, fracción del cual se usa en el calderín para regenerar la amina para la captura de CO₂, y el resto se expande en la turbina de vapor (ST) para generar energía. La planta de energía es un ciclo combinado con dos GT, dos generadores (HRSG) de vapor de recuperación de calor y un ST. El 12% del aire que ingresa al GT se usa en el reactor de oxidación de CLR, y la cantidad equivalente de corriente de N₂ se comprime y se agrega como diluyente en el GT. El proceso general se integró y analizó en condiciones de carga completa. El proceso actual también se ha comparado con la planta de ciclo combinado de gas natural (NGCC) sin captura de CO₂. La eficiencia eléctrica neta de la central con captura de CO₂ de precombustión en este estudio es 43,1%, que es 15,3% -puntos menos que la central NGCC sin captura. La mayor penalización de energía en el proceso proviene del compresor de aire, el compresor de corriente de diluyente N₂ y debido al bajo grado de integración del proceso para evitar la complejidad [10].

SENER es compañía responsable de la realizar ingeniería, procura, construcción y puesta en marcha de Plantas de Compresión de Gas Natural, donde han instalado dos unidades de turbocompresor SIEMENS STG 400 para manejar hasta 1320 millones de pies cúbicos por día y una presión máxima de 1100 psi, refrigeradas por refrigeradores Aero dedicados para cada turbocompresor.

La extensión del Proyecto incluye:

- Edificios
- Carreteras
- Sistema de control distribuido (DCS): gas, incendio y apagado de emergencia
- Todo BOP

- Un sistema de generación de electricidad diésel de 1500 kw
- Toda la instalación eléctrica a media y baja tensión

Proyecto incluido en el Sistema de Transporte de Gas Natural propiedad del grupo FERMACA, principal operador mexicano como se ve en la figura 6, operando este sistema troncal para la importación y distribución de gas natural de Estados Unidos por el centro de México: El Paso (USA) - Chihuahua - El Encino - La Laguna - Aguas Calientes - Guadalajara - Villa de Reyes [11].

Figura 6. Estación de compresión La Laguna



Fuente: Tomado de <https://www.energy.sener/projects/compression-station-la-laguna>

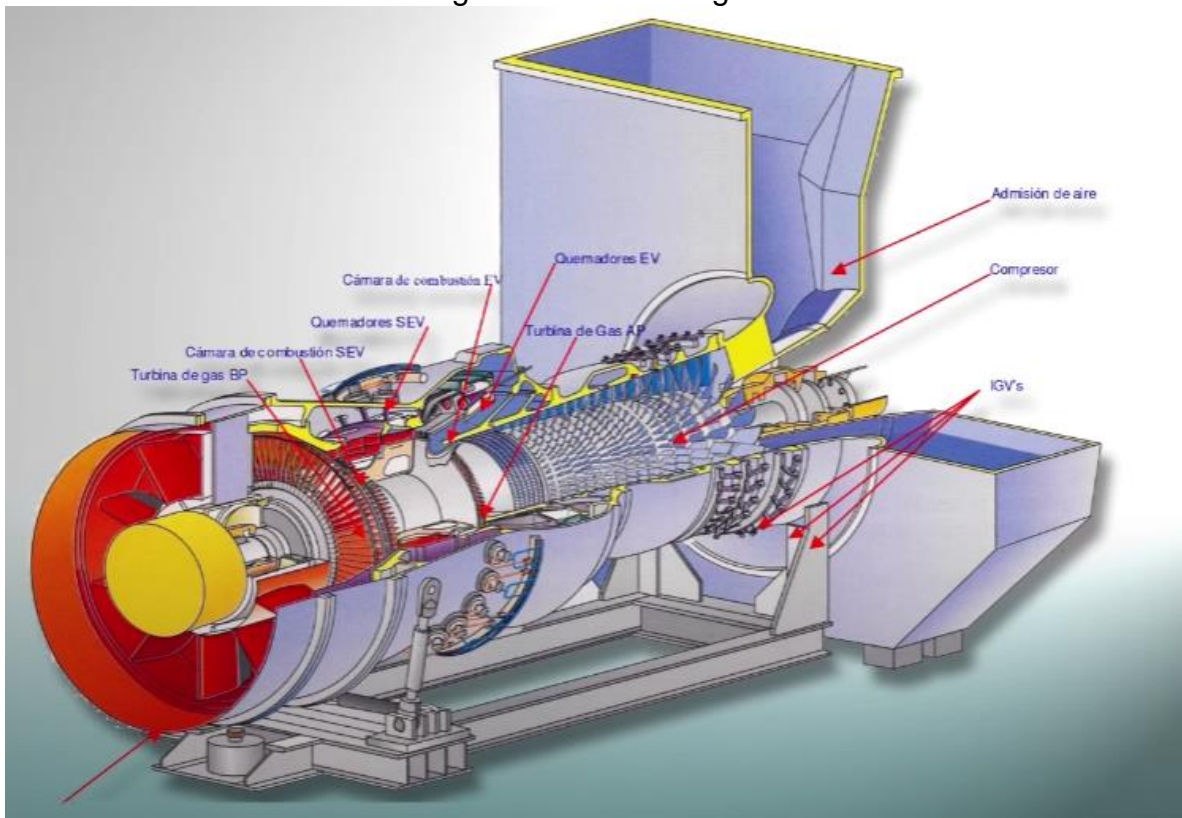
2.4. SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS

Las turbinas de combustión (gas) que se instalan en muchas de las centrales eléctricas de gas natural actuales son máquinas complejas, pero básicamente involucran tres secciones principales:

El compresor, que introduce aire en el motor, lo presuriza para luego alimentar a velocidades de cientos de millas por hora la cámara de combustión.

Este sistema de combustión, típicamente compuesto por un anillo de inyectores de combustible que proveen un salida constante de combustible en las cámaras de combustión donde se mezcla con el aire, este tipo de turbina se puede apreciar en la figura 8. La mezcla se quema a temperaturas de más de 2000 grados F. Esta combustión genera una corriente de gas a alta temperatura y alta presión que entra y se expande a través de la sección de la turbina [12].

Figura 7 Turbina de gas



Fuente: Tomado de https://www.youtube.com/watch?v=p_A-YtwCGBE

La turbina es una intrincada matriz de álabes alternos estacionarios y giratorios de sección aerodinámica. A medida que el gas de combustión caliente se expande a través de la turbina, hace girar las palas giratorias. Las cuchillas giratorias realizan una doble función: impulsan el compresor para atraer más aire presurizado a la sección de combustión y hacen girar un generador para producir electricidad. Las turbinas de gas terrestres son de dos tipos: (1) motores de bastidor pesado y (2) motores aeroderivados. Los motores de bastidor pesado se caracterizan por

relaciones de presión más bajas (generalmente por debajo de 20) y tienden a ser físicamente grandes. Le llamamos “relación de presión” a la relación entre la presión de descarga del compresor y la de el aire de entrada. Los motores aeroderivados se derivan de los motores a reacción, como su nombre lo indica, y operan a relaciones de compresión muy altas (generalmente superiores a 30). Los motores aeroderivados tienden a ser muy compactos y son útiles cuando se necesitan salidas de potencia más pequeñas. Como las turbinas de bastidor grande tienen una mayor potencia, pueden producir mayores cantidades de emisiones y deben diseñarse para lograr bajas emisiones de contaminantes, como NOx [11].

Una clave para la eficiencia de combustible a energía de una turbina es la temperatura a la que opera. Las temperaturas más altas generalmente significan mayores eficiencias, lo que, a su vez, puede conducir a una operación más económica. El gas que fluye a través de una turbina de planta de energía típica puede estar tan caliente como 2300 grados F, pero algunos de los metales críticos en la turbina pueden soportar temperaturas tan calientes como 1500 a 1700 grados F. Por lo tanto, el aire del compresor podría usarse para enfriar componentes clave de la turbina, reduciendo la máxima eficiencia térmica.

Otra forma de aumentar la eficiencia es instalar generador de vapor de recuperación de calor o un recuperador (HRSG) para recuperar energía de los gases de escape de la turbina. Un (HRSG) en el sistema de escape de la turbina para precalentar el aire de descarga del compresor que va hacia la cámara de combustión. Un HRSG genera vapor al capturar el calor del escape de la turbina. Estas calderas también se conocen como un recuperador ó generadores de vapor de recuperación de calor. El vapor de alta presión de estas calderas se puede utilizar para generar energía eléctrica adicional con turbinas de vapor, una configuración llamada ciclo combinado [12].

Una turbina de gas de ciclo simple puede lograr eficiencias de conversión de energía que oscilan entre el 20 y el 35 por ciento. Con las temperaturas más altas logradas en el programa de turbinas del Departamento de Energía, es probable que las

futuras plantas de ciclo combinado de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno y gas de síntesis logren eficiencias del 60 por ciento o más. Cuando se captura el calor residual de estos sistemas para fines industriales o de calefacción, la eficiencia general del ciclo energético podría acercarse al 80 por ciento.

La compresión de gas se da en un ciclo basado en la refrigeración convencional, en el cual se transfiere calor desde el mismo hacia el ambiente, por ello generando energía eléctrica se pueden comparar con el riesgo tolerable de operación de la planta de producción, proporcionando decisiones de operación o mantenimiento. Un ejemplo demuestra la integración de datos de proceso y mantenimiento utilizando esta metodología de modelo para un sistema de compresión de gas. Este marco se puede aplicar para evaluar la integridad de los sistemas, proporcionando información crítica basada en riesgos para el mantenimiento y equipos de operación, asistiendo luego en la mitigación de fallas en los sistemas de producción.

El rendimiento del sistema y el efecto de diferentes problemas en el enfriamiento de la turbina de gas rendimiento del sistema, esta sección explora primero el efecto de cambiar la temperatura del compresor de entrada y el aire temperatura después de enfriar este intercambiador de calor en el gas sistema de turbina. Entonces, el rendimiento de todo el sistema es examinados, y los dos sistemas en cuestión se comparan cambiando la relación entre la presión del compresor y el gas temperatura de entrada de la turbina. En el análisis paramétrico, sólo se cambia el parámetro de entrada en cuestión, y otros las entradas se mantienen constantes.

Dos parámetros de rendimiento importantes son la relación de presión y la temperatura. La eficiencia de combustible a potencia del motor se optimiza aumentando la diferencia entre la presión de descarga del compresor y la presión del aire de entrada. Esta relación de compresión depende del diseño. Las turbinas de gas para la generación de energía pueden ser de diseño industrial (estructura pesada) o aeroderivado. Las turbinas de gas industriales están diseñadas para aplicaciones estacionarias y tienen relaciones de presión más bajas, generalmente hasta 18:1. Las turbinas de gas aeroderivadas son motores compactos más livianos adaptados del diseño de motores a reacción de aviones que operan a relaciones de

compresión más altas, hasta 30: 1. Ofrecen una mayor eficiencia de combustible y menores emisiones, pero son más pequeñas y tienen costos iniciales (de capital) más altos. Las turbinas de gas aeroderivadas son más sensibles a la temperatura de entrada del compresor [12].

La temperatura a la que opera la turbina (temperatura de encendido) también afecta la eficiencia, con temperaturas más altas que conducen a una mayor eficiencia. Sin embargo, la temperatura de entrada de la turbina está limitada por las condiciones térmicas que puede tolerar la aleación de metal de la pala de la turbina. Las temperaturas del gas en la entrada de la turbina pueden ser de 1200°C a 1400°C, pero algunos fabricantes han aumentado las temperaturas de entrada hasta 1600°C mediante la ingeniería de recubrimientos de palas y sistemas de enfriamiento para proteger los componentes metalúrgicos del daño térmico.

Debido a la potencia requerida para impulsar el compresor, la eficiencia de conversión de energía para una planta de energía de turbina de gas de ciclo simple es típicamente de alrededor del 30 por ciento, con incluso los diseños más eficientes alrededor del 40 por ciento. Una gran cantidad de calor permanece en el gas de escape, que ronda los 600°C cuando sale de la turbina. Al recuperar ese calor residual para producir un trabajo más útil en una configuración de ciclo combinado, la eficiencia de la planta de energía de turbina de gas puede alcanzar del 55 al 60 por ciento. Sin embargo, existen limitaciones operativas asociadas con el funcionamiento de turbinas de gas en modo de ciclo combinado, que incluyen un tiempo de arranque más prolongado, requisitos de purga para evitar incendios o explosiones y velocidad de rampa a plena carga [13].

2.5. APROVECHAMIENTO DE GAS O BIOGÁS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El biogás es una mezcla de gases, compuesta principalmente de Metano (CH₄) y Dióxido de Carbono (CO₂), pero también se encuentran otros gases en menores

proporciones como Hidrógeno (H₂), Sulfuro de Hidrógeno (H₂S), Amoníaco (NH₃), Monóxido de Carbono (CO), Nitrógeno (N₂) y Oxígeno (O₂).

Por sus propiedades físicas este gas fija la pauta para los demás miembros de la familia de alcanos; la molécula de metano es muy simétrica y debido a esta característica molecular las polaridades de los enlaces individuales de carbono e hidrógeno se anulan, por lo que su molécula no es del todo polar. La fuerza de atracción que existe entre estas moléculas de carbono e hidrógeno es débil debido a la limitación de las fuerzas de atracción que mantienen unidas las moléculas no polares según las fuerzas de atracción de Van der Waals [14].

El biogás presenta las siguientes propiedades:

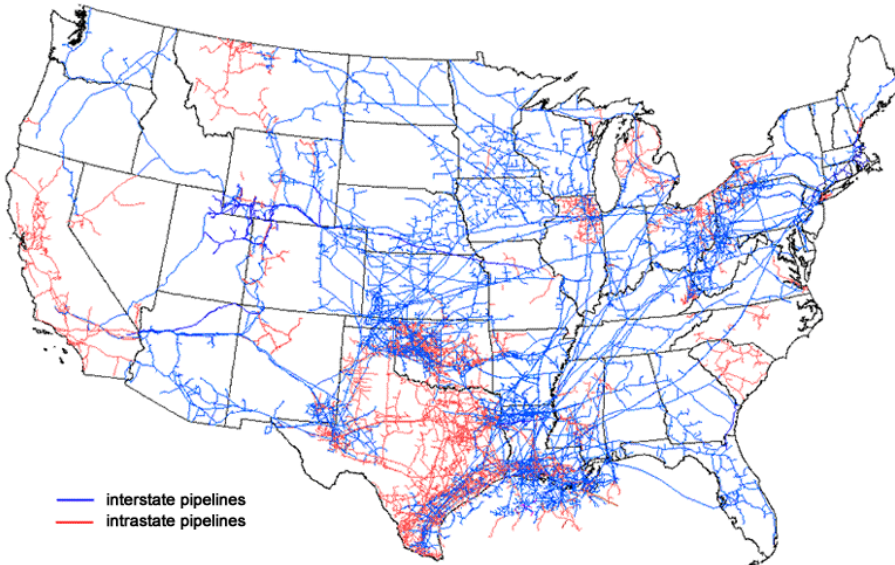
- Grado de Inflamación: 6 a 12% vol. Aire
- Temperatura de Inflamación: 600°C
- Presión crítica: 82 bar.
- Temperatura crítica: -82,5°C.
- Peso específico: 1.2 kg/m

Las características más importantes incluyen peso específico, contenido de humedad, tamaño de partícula y distribución del tamaño, capacidad de campo y porosidad de los residuos compactados [14].

El mayor flujo en los EE. UU. de gas natural ha sido históricamente desde la región del Golfo hacia el resto del país, aunque el crecimiento del gas de esquisto está comenzando a cambiar este panorama. Además, hay varias fuentes regionales de gas natural y muchas sutilezas en la red. En la figura 8 se ilustra un diagrama esquemático que muestra las principales vías se reproduce de EIA [15].

Figura 8. Principales flujos de gas natural en EE. UU

Map of U.S. interstate and intrastate natural gas pipelines



Source: U.S. Energy Information Administration, *About U.S. Natural Gas Pipelines*

Fuente: Tomado

de <https://elperiodicodelaenergia.com/la-impresionante-marana-de-gasoductos-de-eeuu/>

2.6. APORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA POR PLANTAS DE BIOGÁS

Para poder hablar de la utilización de gas en el país, se debe mencionar las principales cuencas que abastecen Colombia, donde se generan alrededor de 1061 millones de pies cúbicos por día [16]. En la tabla 1, se enlistan las cuencas y campos.

Tabla 1. Campos de distribución por cuenca en Colombia

Cuenca	Campos
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar – Ranchería	Compae, La Loma
Cordillera Oriental	Bolívar, Bonanza, Corrales, Gibraltar
Guajira Offshore	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Andina, Apiay, Ardilla, Avispa, Azor, Calona, Canaguay, Candelilla,

Cuenca	Campos
	Capachos, Carmentea, Caruto, Ceibo, Cobra, Corcel A, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Cupiagua, Cupiagua Sur, Curito, Cusiana, Cusiana, Cusiana Norte, Espadarte, Floreña, Huron, Juape, Kananaskis, La Punta, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo, Santo Domingo Norte, Yaguazo, Yatay
Sinú San Jacinto	Bullerengue
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Brega, Cañaflecha, Cañahuate, Cañandonga, Capure, Clarinete & Oboe, Cotorra, El Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Manamo, Nelson Ciénaga de Oro, Nelson Porquero, Níspero, Palmer, Pandereta, Pedernalito, Toronja, Trombón
Valle Medio del Magdalena	Aguas Blancas, Caramelo, Corazón, Corazón West, Guaduas, La Cira Infantas, La Estancia, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Nutria, Opón, Palagua, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Rio Opia, Tesoro, Toposí, Toqui Toqui, Yarigui
Valle Superior Del Magdalena	Cantagallo Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, La Cañada Norte, Loma Larga, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay

Fuente: Tomado de [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER Analysis - Opportunities for Efficiency Improvements in the U.S. Natural Gas Transmission Storage and Distribution System.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER_Analysis_-_Opportunities_for_Efficiency_Improvements_in_the_U.S._Natural_Gas_Transmission_Storage_and_Distribution_System.pdf).

En Barranquilla se diseñó una planta eléctrica de 42 MW que tiene como combustible el gas natural y el gas licuado, basados en el uso de motores Wartsila, que tienen un mejor funcionamiento con gas propano y teniendo una mejor efectividad que otros motores en el uso de este combustible [18].

El gas natural bajó las condiciones de presión y temperatura normalmente utilizadas para su manipulación siempre está en estado gaseoso. Ello limita la cantidad de energía por unidad de volumen que se puede obtener en un espacio dado para un gas determinado, es por ello, uno de los factores que hace costoso el transporte del gas natural por ductos cuando se compara con el transporte de otros energéticos. En general, cuando la demanda a atender es pequeña y la distancia de transporte es larga, los gasoductos pueden no ser la mejor opción de transporte desde el punto de vista económico [17].

El gas luego de que se encuentra filtrado y es libre de partículas sólidas, se lleva hacia unidades de compresión de gas, donde se encuentran válvulas que cumplen la función de bloquear o permitir el ingreso a su operación, Estudios anteriores encontraron que la generación, el consumo, y las salidas de emisiones están relacionadas con varios factores tales como crecimiento económico, cambios de población, precio de la energía, tecnología, innovación, exportaciones e inversión extranjera directa, así como factores relacionados con el ser humano, como el nivel socioeconómico, la psicología y características de la vivienda.

3. DISEÑO INGENIERIL

En este proyecto se hace un desarrollo cumpliendo una serie de pasos para los cuales se proponen y abarcan generalidades o requisitos esenciales para el para la aplicación en el sistema de control, implementando una lógica de programación, control y desarrollo de gráficos para el monitoreo de alarmas y visualización de variables para el análisis y operación del proceso.

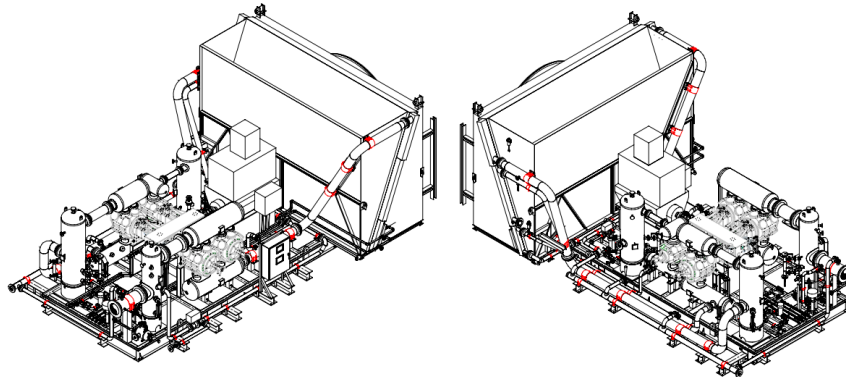
- Requerimientos y aspectos generales de compresión de gases en la generación de energía.
- Partes, componentes y dispositivos de comunicación que comprende el hardware en el rack o arreglo del sistema de control.
- Dirección en memoria de I/O en el PLC, configuración y asignación de direcciones IP (PLC-HMI).
- Diseño y desarrollo de las rutinas de control en la lógica de programación.

3.1. REQUERIMIENTO PARA LA COMPRESION DE GAS EN LA GENERACION ENERGETICA.

El gas utilizado para la generación de energía viene de la recuperación de vapores generados en diferentes procesos. La presión en estas líneas de gas suele rondar entre 5 a 10 psi, este gas al mismo tiempo es un gas que tiene en su composición residuos sólidos que pueden estropear los generadores de energía. Para la limpieza de este gas se realiza en 3 etapas, elevando la presión de gas de 5 psi de entrada hasta 400 psi para así poder pasarlos por un separador y limpiar el gas de sólidos. Estas tres etapas se utilizan para ir elevando progresivamente la presión de gas sin generar elevación de temperatura extremas por efecto de la compresión. De la primera etapa se eleva de 5 psi de ingreso hasta un máximo de 35 psi, pasa un sistema de enfriamiento del gas antes de surgir en la segunda etapa. En la segunda etapa pasa de 35 psi de ingreso hasta 160 psi, de nuevo pasa por un sistema de

enfriamiento del gas antes de surgir a la tercera etapa donde finalmente pasa de 160 psi hasta los 400 psi objetivo del sistema. De esta parte del sistema, el sistema de control tiene el control de la velocidad del motor con que se mueve los pistones de las diferentes de la etapa del compresor recíprocante, en la figura 9 se ilustra un modelo de compresión de gas.

Figura 9. Diseño de un compresor de gas



Fuente: Tomado de (Casale & Strada)

Una vez obtenido 400 psi el gas pasa por la etapa del separador donde se obtiene el gas limpio hacia los generadores. En esta etapa se baja la presión de 60 psi, por medio del lazo de control de presión. Esta presión es la presión requerida por los generadores y se debe mantener estable para la generación de energía.

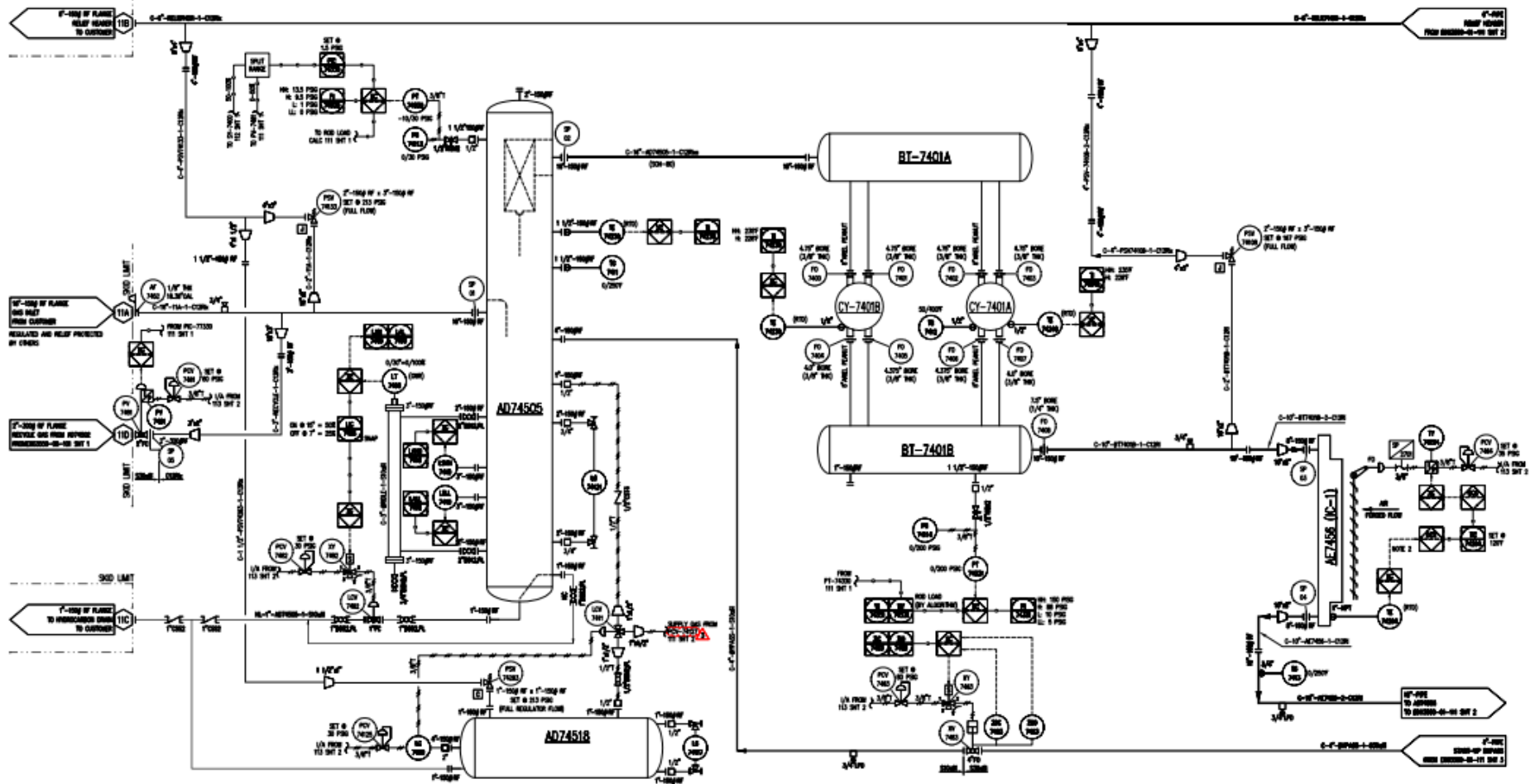
3.2. PARTES, COMPONENTES Y DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.

Teniendo en cuenta todos los factores al momento de diseñar este sistema de control, es de gran importancia seleccionar y dimensionar el controlador lógico programable PLC según los requerimientos y exigencias que implica la operación; además, contar con el número de dispositivos periféricos de mando y control que intervienen I/O (entradas/salidas) de las variables de proceso, resaltando las características de los módulos de expansión.

3.2.1. ANALISIS DE P&ID

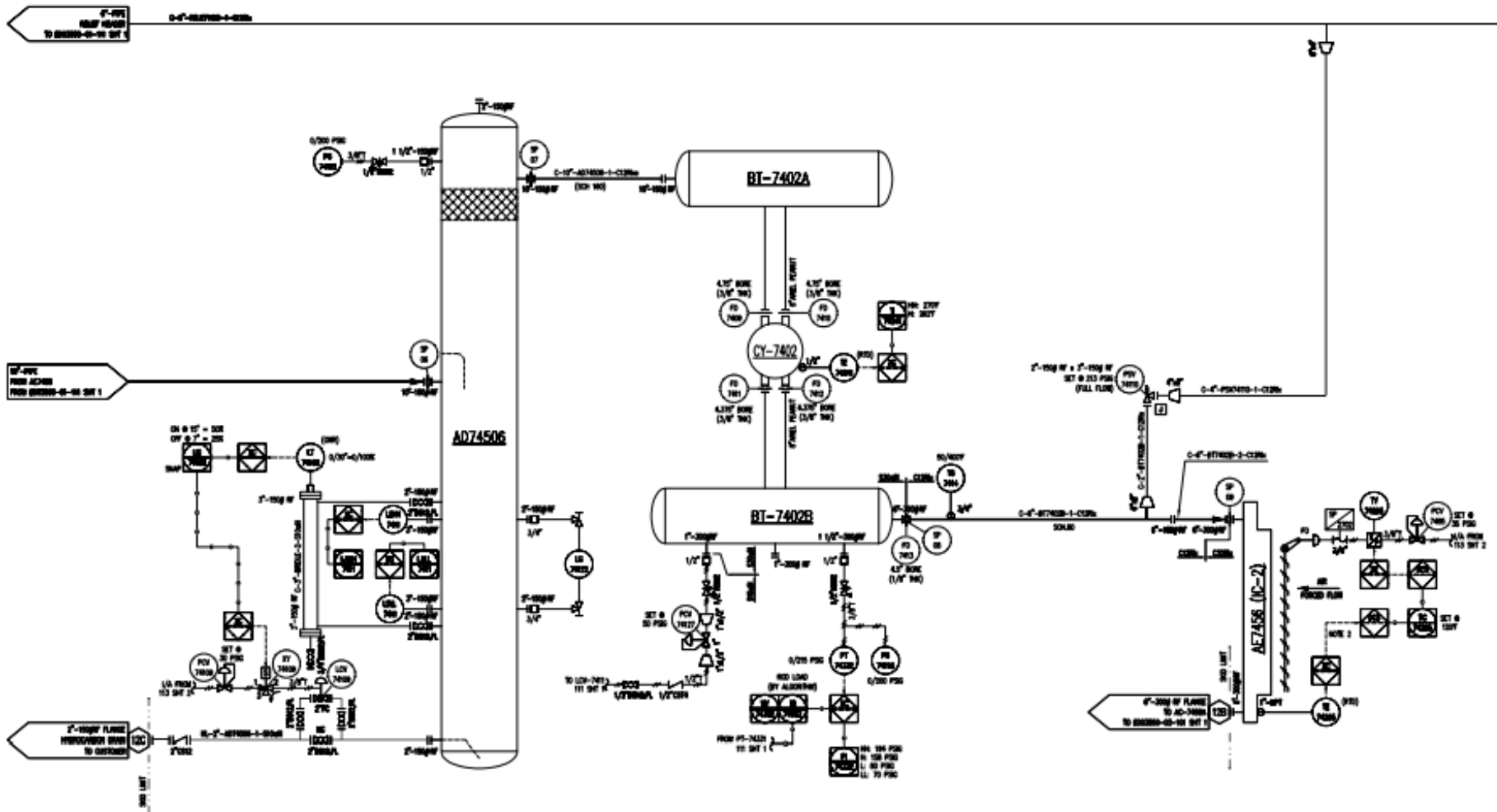
Para la selección de número de Entradas y Salidas que van a ser llevadas a la lógica de control en el PLC, nos basamos en el P&ID del compresor, como podemos ver en la fig 10, 11 y 12.

Figura 10. P&ID 1ra Etapa de Compresión de Gas



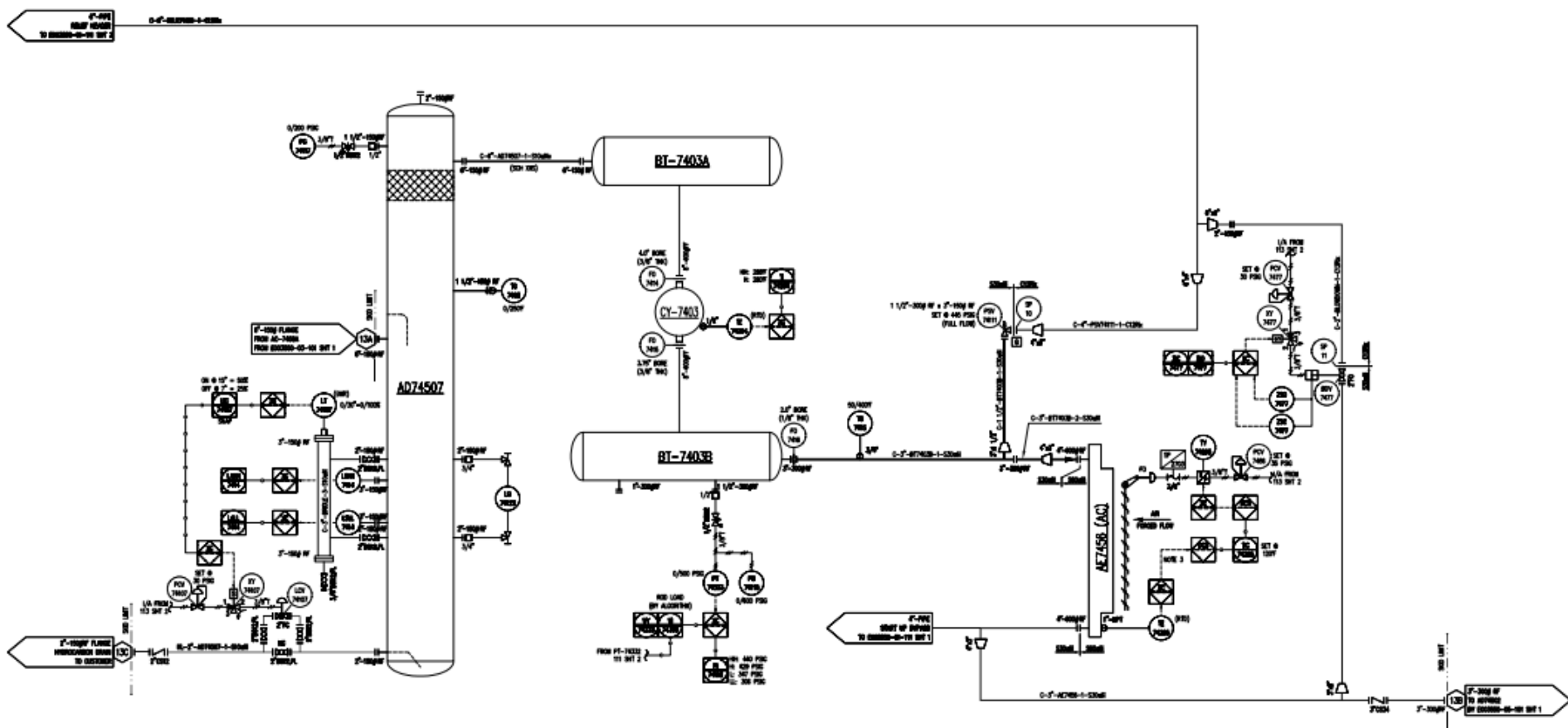
Fuente: Tomado de (ECOPETROL S.A, 2021)

Figura 11. P&ID 2da Etapa de Compresión de Gas



Fuente: Tomado de (ECOPETROL S.A, 2021)

Figura 12. P&ID 3ra Etapa de Compresión de Gas



Fuente: Tomado de (ECOPETROL S.A, 2021)

Realizando un análisis de los P&ID, en la tabla 2 se identifican las siguientes distribuciones de entradas/Salidas del sistema de compresión de gas en casa una de sus etapas.

Tabla 2. Entradas de tipo digital del sistema

ENTRADAS TIPO DIGITAL
PARADA DE EMERGENCIA
INTERRUPTOR DE NIVEL ALTO SCRUBBER DE ASPIRACIÓN DE LA 1ª ETAPA
INTERRUPTOR DE NIVEL BAJO SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 1ª ETAPA
FIN DE CARRERA CIERRE DE LA VÁLVULA DE BYPASS DE ARRANQUE
FIN DE CARRERA APERTURA DE LA VÁLVULA DE BYPASS DE ARRANQUE
INTERRUPTOR DE ALTO ALTO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2. ^a ETAPA
INTERRUPTOR DE BAJO BAJO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2. ^a ETAPA
INTERRUPTOR DE ALTO ALTO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
INTERRUPTOR DE BAJO BAJO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
INTERRUPTOR DE LÍMITE DE APERTURA DE LA VÁLVULA DE PURGA
INTERRUPTOR DE LÍMITE DE CIERRE DE LA VÁLVULA DE PURGA
INTERRUPTOR DE BAJO NIVEL DEL CIGÜENAL DEL ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR SIN INTERRUPTOR DE FLUJO
ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR SIN INTERRUPTOR DE FLUJO
FUNCIONAMIENTO DEL COMPRESOR DE GAS DE EFECTO SIMPLE / DOBLE
ESD-002 SISTEMA DE SEGURIDAD PARADA Y PURGA (DE PLANTA ESD)
ESD-001 PARADA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD (DE PLANTA ESD)
FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL COMPRESOR
FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
FEEDBACK AUXILIAR DE LA BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
MOTOR DEL COMPRESOR VFD LISTO
FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: EL AUTOR

En la tabla 3, se identifican las salidas digitales del sistema de compresión en cada una de sus etapas de operación, según se tiene como referencia los planos P&ID del sistema.

Tabla 3. Salidas de tipo digitales del sistema

SALIDAS DIGITALES
RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DE PRELUBRICACIÓN DEL COMPRESOR
CONTACTO DEL RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DEL COMPRESOR
CONTACTO DEL RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DE PRELUBRICACIÓN DEL COMPRESOR
RELÉ DE ESTADO DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPRESOR
RELÉ DE AVERÍA DEL COMPRESOR
SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE PURGA
LANZAR SOLENOIDE 3 HEVU
LANZAR SOLENOIDE 1 HEVU
PANEL LOCAL EN MODO LOCAL / REMOTO
SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 1ª ETAPA
SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DERIVACIÓN DE ARRANQUE
SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2.ª ETAPA
SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
RELÉ DE ARRANQUE DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR
RELÉ DE PARADA DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: EL AUTOR

En la tabla 4, se identifican las entradas de tipo analógicas del sistema de compresión en cada una de sus etapas de operación, según se tiene como referencia los planos P&ID del sistema.

Tabla 4. Entradas de tipo analógicas del sistema

ENTRADAS ANALOGICAS
TRANSMISOR DE NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE 1ª ETAPA
TRANSMISOR DE PRESION DE ASPIRACION 1ª ETAPA
TRANSMISOR DE PRESION DE DESCARGA 1ª ETAPA
TRANSMISOR DE NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE 2.ª ETAPA
TRANSMISOR DE PRESIÓN DE DESCARGA DE 2ª ETAPA
TRANSMISOR DE NIVEL DEL DEPURADOR DE SUCCIÓN DE 3.ª ETAPA
TRANSMISOR DE PRESIÓN DE DESCARGA DE 3ª ETAPA

COMPRESOR DE TRANSMISOR DE VIBRACIONES
TRANSMISOR DE VIBRACIONES DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TRANSMISOR DE VIBRACIÓN DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR DE PROCESO
TRANSMISOR DE PRESIÓN DE ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
FEEDBACK DE LA VELOCIDAD DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: EL AUTOR

En la tabla 5, se identifican las salidas de tipo analógicas del sistema de compresión en cada una de sus etapas de operación, según se tiene como referencia los planos P&ID del sistema.

Tabla 5. Salidas de tipo analógicas del sistema

SALIDAS ANALOGICAS
VÁLVULA DE CONTROL DE RECIRCULACION
REFERENCIA DE VELOCIDAD DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: EL AUTOR

En la tabla 6, se identifican las entradas de temperatura de tipo resistivo (RTD) del sistema de compresión en cada una de sus etapas de operación, según se tiene como referencia los planos P&ID del sistema.

Tabla 6. Entradas de tipo resistivo para temperatura del sistema

ENTRADAS DE TEMPERATURA
TEMPERATURA ASPIRACION 1ª ETAPA
TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 1RA ETAPA LANZA 1
TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 1RA ETAPAA LANZA 3
TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 2DA ETAPA LANZA 4
TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 3RA ETAPA LANZA 2
TEMPERATURA DEL COJINETE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DEL COJINETE NDE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE LA FASE 1A DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR

TEMPERATURA DE LA FASE 1B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE LA FASE 2A DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE LA FASE 2B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE LA FASE 3A DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE LA FASE 3B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 1ª ETAPA
TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 2ª ETAPA
TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 2ª ETAPA
ALCANCE DEL COMPRESOR 1 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
ALCANCE DEL COMPRESOR 2 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
ALCANCE DEL COMPRESOR 3 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
ALCANCE DEL COMPRESOR 4 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
TEMPERATURA DEL ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR

Fuente: EL AUTOR

Con estos listados de entradas/salidas, podemos acondicionar en la lógica del PLC cada una de ellas para poder realizar el control de las variables y establecer las medidas de seguridad del sistema de compresión.

3.3. SELECCIÓN DE HARDWARE.

De acuerdo con esta cantidad de entradas/Salidas y la complejidad del proceso, se selecciona los siguientes componentes, se enlista en la tabla 7.

Tabla 7. Lista de partes y elementos de control

PARTES Y ELEMENTOS DE CONTROL		
Procesador PLC		Compact Logix L33ER
Fuente de poder		1769-PA2
Tarjeta DC Input	DI	1769-IQ32
Tarjeta DC Output	DO	1769-OW16
Tarjeta DC Output	DO	1769-OW8
Tarjeta Input Analog	AI	1769-IF16C
Tarjeta Output Analog	AO	1769-OF4
Modulo RTD	AI	1769-IR6
Modulo RTD	AI	1769-IR6

Modulo RTD	AI	1769-IR6
Modulo RTD	AI	1769-IR6
TERMINATOR		1769-ECR
HMI PanelView		2711P-T10C21D8S

Fuente: EL AUTOR

3.3.1. Controlador lógico programable 1769-L33ER CompactLogix

El conjunto de procesadores compactLogix 5370 L3, se ubican dentro de la gama media de la familia de controladores 1769 de Rockwell Automation, los periféricos modulares de I/O de la gama 1769, pueden ser instalados tanto a la derecha como a la izquierda de la fuente de poder; abarcando un máximo de ocho periféricos modulares por cada lado de la fuente de poder, la figura 13 se ilustra un PLC L33ER con expansión de rack de módulos de control (Rockwell Automation, 2012).

El controlador CompactLogix 5370 L3 contiene lo siguiente:

- Dos puertos de comunicación EtherNet/IP.
- Puerto USB tipo B de programación y descarga de firmware.

Figura 13. PLC CompactLogix L33ER



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2012)

En la gama media de controladores CompactLogix, podemos resaltar en la tabla 8 las características relevantes del procesador 1769-L33ER.

Tabla 8. Gama media PLC CompactLogix 1769-L33ER, relevancias

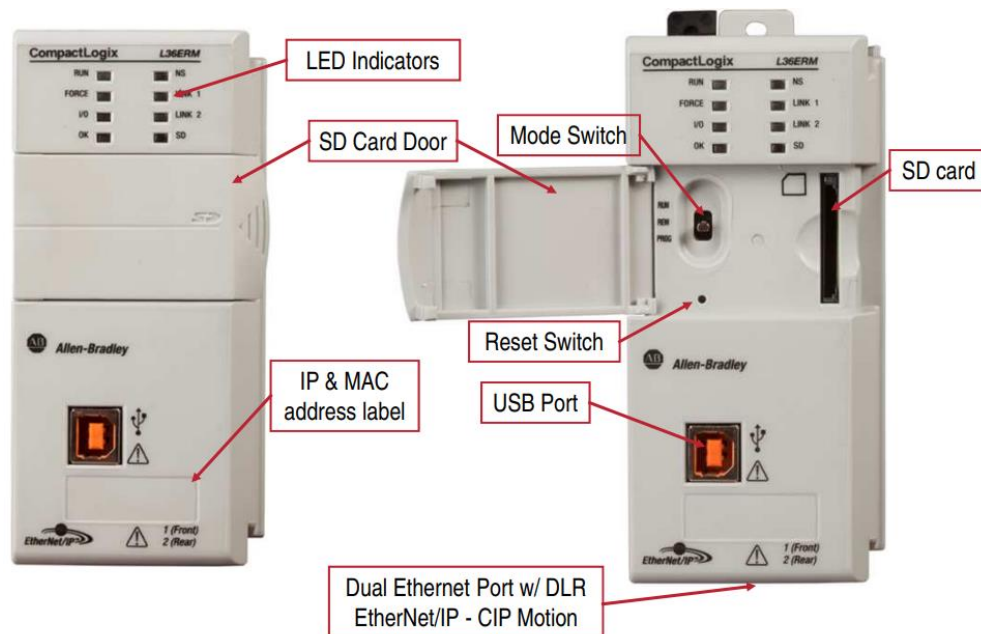
Característica	1769-L33ER
Capacidad de memoria	2 MB
Tarjeta de memoria	1784-SD1 (con capacidad de 1 GB), 1784-SD2 (con capacidad de 2 GB)
Puertos de comunicación	2 Puertos de comunicación EtherNet/IP 1 Puerto serial USB tipo B
Conexiones tipo Ethernet/IP	• Máximo 32 EtherNet/IP • Hasta 120 TCP
Expansión de módulos periféricos	16 módulos periféricos 1769-2 banco modular
Clasificación máximo de módulos respecto a la fuente de Poder	4 módulos
Tipo Fuente de Poder	1769-PA2, 1769-PB2, 1769-PA4, 1769-PB4

Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2012)

El 1769-L33ER, es un controlador que proporciona al usuario información de carácter visual por medio de LED's, ranura para memoria de almacenamiento SD, multiple selección de modos de operacion, boton de reseteo, puerto serial USB tipo B y de comunicación EtherNet. En la figura 14, se ilustra la estructura fisca del PLC 1769-L36ERM de gama media CompactLogix.

Es importante la selección de la CPU para el proyecto, ya que depende la capacidad en memoria del controlador y procesamiento para poder implementar la logica de control y monitoreo del sistema de compresion en todas sus etapas de operación y asi estar bajo parametros de la seguridad de procesos.

Figura 14. Anatomía PLC familia 1769 (L36ERM)



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2011)

Indicación visual por LED

- Run: Modo de ejecución de lógica de programación en el procesador.
- Force: Variables forzadas en la lógica de control.
- I/O: Módulos de I/O en estado operativo.
- NS: Valida el estado de la red EtherNet/IP).
- OK: Valida el estado de operación del controlador.
- Link 1: Uso del puerto 1 de comunicación EtherNet/IP
- Link 2: Uso del puerto 2 de comunicación EtherNet/IP
- SD: Memoria de almacenamiento SD en modo lectura y/o escritura.

Ranura para tarjeta de almacenamiento SD

Parte dedicada del PLC para insertar la tarjeta SD que sirve de almacenamiento del programa con el cual se ejecutará la lógica de programación y a su vez escribe los cambios futuros que se decidan realizar.

Palanca de selección de modos de operación.

- RUN: La selección en este modo permite la ejecución de la lógica de programación en el controlador lógico programable.
- REM: La selección en este modo permite ejecutar la programación y a su vez realizar gestión remota del controlador.
- PROG: La selección en este modo, permite realizar descargas del programa en el controlador.

Dirección MAC e IP

Sobre la superficie en la parte inferior de la carcasa que protege la electrónica del controlador lógico programable, se observa el direccionamiento MAC. La dirección IP que se asigna al controlador se puede escribir sobre el sticker.

Puerto serial USB

El puerto serial USB tipo B, permite el acceso a los parámetros precargados del controlador lógico programable, además, permite realizar la descarga y backup de la lógica de programación.

Puerto de comunicación EtherNet

El controlador lógico L33ER posee dos puertos de comunicación EtherNet, los cuales se usan para conectar el controlador a una red, tener gestión remota o en su defecto conectar la pantalla de interfaz hombre-máquina HMI.

3.3.2. Fuente de alimentación 1769-PA2

Las fuentes de alimentación eléctrica Compact I/O, proporcionan tensión eléctrica con una entrada nominal de 110-240 VAC y con salida a 24 VDC a los diferentes módulos periféricos, los cuales se ubican al lado izquierdo o derecho de la fuente de poder. Con un máximo de hasta 8 módulos periféricos de I/O. En la figura 15, se ilustra una fuente de alimentación Compact I/O de la gama media 1769-PA2.

Figura 15. Fuente de alimentación 1769-PA2



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2008)

Las fuentes de poder 1769-PA2 están diseñadas para ser instaladas en riel de tipo DIN, junto con el arreglo de periféricos modulares y la CPU, posee dos pestañas; una en la parte superior y otra en la parte inferior de la fuente que se ajustan en la parte trasera al riel y así quedando soportada en el montaje.

3.3.3. Periferico modular de entradas digitales 1769-IQ32

El periferico modular de entradas digitales modelo 1769-IQ32, posee en total 32 entradas sink/source y un rango 10 a 30 VDC de operación, en la figura 16 se ilustra un periferico modular 1769-IQ32 con su respectivos puntos de conexion.

El modulo 1769-IQ32 se distingue por ser muy practico en su instalacion, conexionado y soporte, viene dotado con un carril para ser ajustado al rack de periosfericos modulares con una pestaña que inserta el bus de data al periferico modular del lado izquierdo de lo que convenga instalar en los tableros.

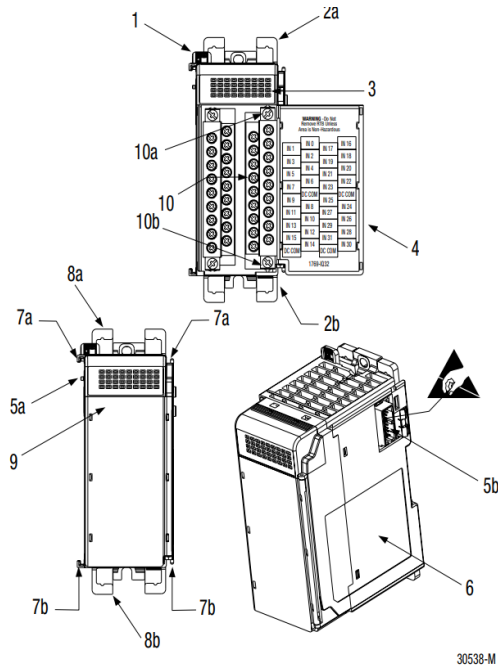
Figura 16. periférico modular 1769-IQ32



Fuente: Tomada por los autores

En la figura 17, se ilustra los componentes mecánicos; el periférico modular se soporta sobre riel omega y es asegurado mediante unas pestañas en la parte anterior del modulo fijando al riel; al interior de la tapa del modulo se identifican los puntos de conexión electricos que recogen las señales del exterior.

Figura 17. Anatomía módulo 1769-IQ32



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, Inc, 2003)

La tabla 9, se describen los componentes mecánicos del periférico 1769-IQ32.

Tabla 9. Lista general de partes y componentes mecánicos periférico 1769-IQ32

Ítem	Descripción
1	Leva o pestaña de bus
2a	Ajustador superior para montaje en riel
2b	Ajustador inferior para montaje en riel
3	LED indicador de diagnósticos para I/O
4	Tapa con etiqueta identificadora de puntos de conexión
5a	Conector de bus data pines hembra
5b	Conector de bus data pines macho
6	Datos de placa del fabricante
7a	Ranura superior de machihembrado
7b	Ranura inferior de machihembrado
8a	Candado superior DIN
8b	Candado inferior DIN
9	Etiqueta para escritura del usuario
10	Bornera de terminales extraíbles con protección
10a	Tornillo superior ajuste de borneras
10b	Tornillo inferior de ajuste de borneras

Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, Inc, 2003)

3.3.4. periférico modular de salidas digitales a relé 1769-OW16

El periférico modular 1769-OW16 cuenta con 16 salidas de relé con capacidad de controlar cargas de corriente alterna y corriente continua. Posee 2 grupos aislados con 8 puntos de conexión eléctrica cada uno; lo que permite agrupar cargas de corriente alterna y de corriente continua en el módulo. La figura 18, ilustra un periférico modular de 16 salidas digitales a relé de en corriente alterna CA o continua CC.

Figura 18. Periférico modular 1769-OW16



Fuente: LOS AUTORES

La tabla 10, describe las partes y componentes del periférico modular 1769-IQ32.

Tabla 10. Lista general de partes del 1769-OW16

Ítem	Descripción
1	Leva o pestaña de bus
2a	Ajustador superior para montaje en riel
2b	Ajustador inferior para montaje en riel
3	LED indicador de diagnósticos para I/O
4	Tapa con etiqueta identificadora de puntos de conexión
5a	Conector de bus data pines hembra
5b	Conector de bus data pines macho
6	Datos de placa del fabricante
7a	Ranura superior de machihembrado
7b	Ranura inferior de machihembrado
8a	Candado superior DIN
8b	Candado inferior DIN
9	Etiqueta para escritura del usuario

- 10 Bornera de terminales extraíbles con protección
 - 10a Tornillo superior ajuste de borneras
 - 10b Tornillo inferior de ajuste de borneras
-

Fuente: (Rockwell Automation, 2001)

3.3.5. Periférico modular de salidas digitales a relé 1769-OW8

El 1769-OW16 este módulo cuenta con salidas digitales de relé de ocho puntos de conexión eléctrica que permite controlar cargas en corriente alterna o de corriente continua. Contiene 2 grupos de borneras aisladas de cuatro puntos cada uno, lo que permite controlar cargas de corriente alterna y de corriente continua en el periférico modular. En la figura 19, se ilustra un módulo de salidas a relé de 8 puntos en corriente alterna o continua CA/CC.

Figura 19. Periférico modular de salidas digitales a relé 1769-OW8



Fuente: EL AUTOR

La tabla 11, se describen las partes del modulo 1769-IQ32.

Tabla 11. Lista general de partes del 1769-OW16

Ítem	Descripción
1	Leva o pestaña de bus
2a	Ajustador superior para montaje en riel
2b	Ajustador inferior para montaje en riel
3	LED indicador de diagnósticos para I/O
4	Tapa con etiqueta identificadora de puntos de conexión
5a	Conector de bus data pines hembra
5b	Conector de bus data pines macho
6	Datos de placa del fabricante
7a	Ranura superior de machihembrado
7b	Ranura inferior de machihembrado
8a	Candado superior DIN
8b	Candado inferior DIN
9	Etiqueta para escritura del usuario
10	Bornera de terminales extraíbles con protección
10a	Tornillo superior ajuste de borneras
10b	Tornillo inferior de ajuste de borneras

Fuente: (Rockwell Automation, 2001)

3.3.6. periférico modular de entradas analógicas 1769-IF16C

El periférico modular de entradas analógicas de densidad compacta, es una entrada de DC I/O, este módulo cuenta con dieciséis entradas diferenciales y A Sigma-Delta convertidor digital a analógico con una entrada filtro dependiente; velocidad de respuesta del canal y una resolución de 16 bits unipolar y 15-bits bipolar. Tiene una impedancia de entrada funcional de 249Ω , un rango de voltaje de modo común de ± 10 volts DC por Canal, y $A > 60$ DB a 50 a 60 Hertz Rechazo MODO COMUN. El 1769-IF16C Tiene un autobús de dibujo de corriente de 190MA A 5 voltios DC y

70mA a 24 voltios DC y disipados 4.0W de calor. Tiene una precisión general de entrada de 0.5% a 25 grados centígrados (77 grados Fahrenheit) por 16 Hertz, 50 Hertz, y 60 Hertz Seleccionable Filtrados, y una precisión de entrada de entrada de $\pm 0.0045\%$ por Grados Celsius.

Figura 20. Módulo de entradas analógicas 1769-IF16C



Fuente: Tomado de <https://www.automationstop.com/es/shop/allen-bradley-plc/1769/1769-IF16C>

Tiene $\pm 0.03\%$ No linealidad, $\pm 0.03\%$ a 16 Hertz Filter Repeatability, y 1.25% A 16 Hertz Filter Module Error Margin. El 1769-if16c tiene una sobrecarga máxima de ± 28 mA en 7.0 Volts DC en el terminal de entrada y se construye con un IEC Aislamiento reforzado con un voltaje de aislamiento de 30 voltios DC probado en 710 volts DC / 500 Volts AC durante 1 minuto entre grupo de entrada y autobús Aislamiento. Tiene una calificación de descarga operativa de 30g para 11 milisegundos en un panel montado en el panel Estilo de instalación en 20g Para 11 milisegundos en un din Rail. El 1769-IF16C tiene una temperatura funcional que oscila entre 0 y 60 grados centígrados (32 y 140 grados Fahrenheit) y se envía en

un rango de temperatura alrededor -40 a 85 grados centígrados (-40 a 185 Grados Fahrenheit). Pesa aproximadamente 281 g (0.62 Libra) y tiene dimensiones de envío de 118 x 87 x 35 milímetros (4.65 x 3.43 x 1.38 pulgadas) (Rockwell Automation, Inc, 2003).

3.3.7. Módulo de salidas analógicas 1769-OF4

El periférico modular 1769-OF4, es una buena opción para que opere en sitios con un ambiente de carácter industrial, pero siguiendo una serie de instrucciones. Mas exactamente, este módulo fue diseñado para usarse en ambientes limpios y sin humedad y para circuitos con control de voltaje. La figura 21 representa el hardware del módulo.

Figura 21. Módulo de salidas analógicas 1769-OF4



Fuente: EL AUTOR

La tabla 12, lista las partes y componentes mecánicos del módulo 1769-IQ32.

Tabla 12. Descripción general módulo 1769-OF4

Ítem	Descripción
1	Leva o pestaña de bus
2a	Ajustador superior para montaje en riel
2b	Ajustador inferior para montaje en riel
3	LED indicador de diagnósticos para I/O
4	Tapa con etiqueta identificadora de puntos de conexión
5a	Conector de bus data pines hembra
5b	Conector de bus data pines macho
6	Datos de placa del fabricante
7a	Ranura superior de machihembrado
7b	Ranura inferior de machihembrado
8a	Candado superior DIN
8b	Candado inferior DIN
9	Etiqueta para escritura del usuario
10	Bornera de terminales extraíbles con protección
10a	Tornillo superior ajuste de borneras
10b	Tornillo inferior de ajuste de borneras

Fuente: (Rockwell Automation, 2009)

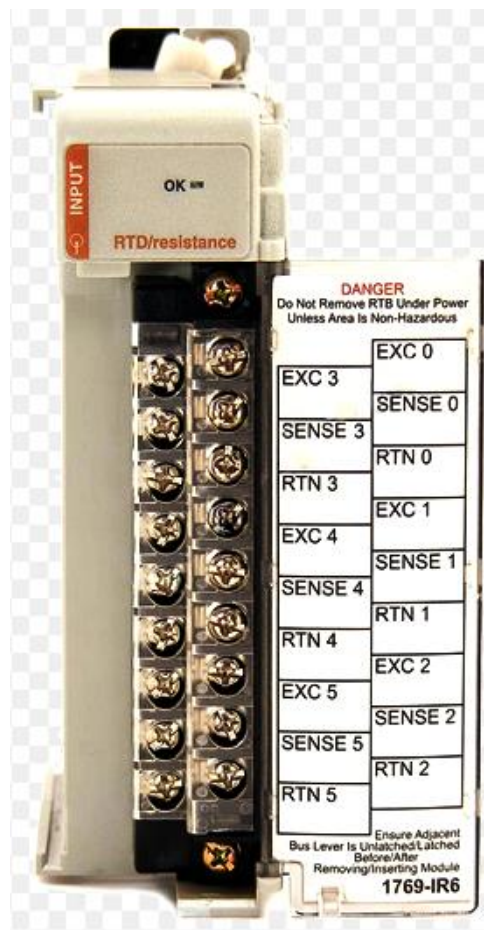
3.3.8. Periférico modular de entradas analógicas RTD 1769-IR6

El periférico modular 1769-IR6 es óptimo para aplicaciones con sensorica de detección resistivo de temperatura o como se conoce comúnmente como RTD's y/o medición resistencia directa hasta con seis canales. El periférico modular se encarga de convertir digitalmente las señales analógicas y almacenar como datos.

El periférico modular permite conectar de cualquier combinación hasta un máximo de 6 dispositivos de detección resistivo de temperatura a la entrada. Los canales pueden configurasen de manera independientes mediante el uso de software especial para dispositivos RTD's de 2 o 3 hilos o de resistencia directa. Los canales

poseen una configuración para la conexión de sensores de hasta 4 hilos. Se genera valores de corriente de excitación que pueden ser programables (0.5 mA y 1.0 mA), para restringir el calentamiento del RTD. En configuración para entradas analógicas de RTD's, el periférico modular convierte las lecturas de las RTD's a datos de valores de temperatura digital linealizada en grados Celsius o Fahrenheit. En configuración para entradas analógicas resistivas, el periférico modular convierte los valores de voltajes a valores de resistencia linealizada en Ohms. (Allen Bradley, 2012).

Figura 22. periférico modular de entradas RTD 1769-IR6



Fuente: Tomada de <https://www.quicktimeonline.com/1769-ir6>

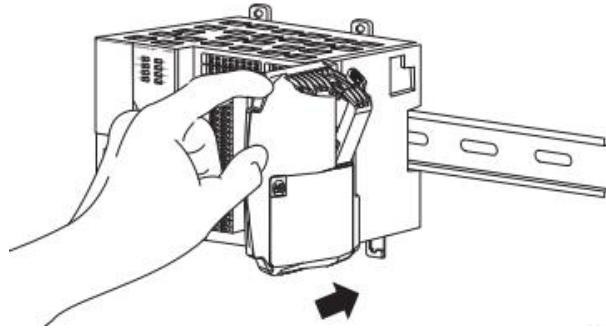
Un dispositivo de detección resistivo de temperatura (RTD), posee un elemento de detección de temperatura conectado por dos, tres o cuatro hilos que permiten la entrada al punto de conexión en el módulo.

3.3.9. Periferico modular terminador 1769-ECR

Un arreglo o rack de componentes de control incluye un controlador o CPU, una fuente de poder eléctrica, puntos de conexión de I/O incorporados o modulares y una terminación resistiva de tapa final (a la derecha del arreglo) 1769-ECR, se debe terminar el fin del CompactBus mediante una resistencia o terminación que hace la función a su vez de tapa al final del arreglo o rack de control(Rockwell Automation, 2012).

La figura 23 se ilustra lo mencionado.

Figura 23. Resistencia de terminación del CompactBus



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2012)

Figura 24. Módulo 1769-ECR



Fuente: Tomada del AUTOR.

Se debe de contar con la instalacion del termiandor 1769-ECR, al no tener presente este modulo los demas modulos no seran identificados por la CPU y se generará un conflicto en el arreglo o rack, la figura 24 se ilustra un modulo 1769-ECR con su circuito electrónico.

3.3.10. Pantalla HMI Panelview 2711P-T10C21D8S

Las pantallas o terminales PanelView 2711P-T10C21D8S son usadas en la industria para la interfaz usuario-máquina y permiten ejecutar aplicaciones a niveles los cuales han sido programadas. Estas pantallas son utilizadas para el monitoreo, control y visualizar la información por medio de gráficos, los cuales permiten a los operadores o usuarios comprender de manera ágil y rápido el estado de ejecución en la aplicación (Rockwell Automation, Inc, 2015).

En este proyecto se ha elegido una pantalla de referencia PanelView Plus 2711P-T10C21D8S 24 VDC 25W, en la figura 25 se observa el terminal HMI a usar.

Figura 25. PanelView Plus 7



Fuente: Tomada por los autores

La terminal o panelview consta con puertos de comunicaciones EtheNet y serial RS-232. La dirección IP es asignada mediante la configuración de parámetros de la panelview (ejemplo: 192.168.0.1), esta dirección es almacenada en la memoria de la terminal y vincula a la configuración de la CPU del controlador, archivos GUI de extensión *.MER (Runtime) y transferencia de datos.

3.4. DIRECCION Y ESPACIO EN MEMORIA I/O EN CPU.

En este proyecto se cuenta con un listado de entradas/salidas que son señales del sistema de control, estas señales cuentan con una dirección y espacio en memoria de la CPU, con esto se declara el tipo dato para dicha señal. Para ello en las siguientes tablas se ilustra las entradas/salidas y descripción respectivamente para el control, monitoreo, programación y base de datos del sistema de control.

Tabla 13. Entradas digitales en memoria Local1 PLC sistema de control

Dirección	Descripción
Local1.Data.0	PARADA DE EMERGENCIA
Local1.Data.1	INTERRUPTOR DE NIVEL ALTO SCRUBBER DE ASPIRACIÓN DE LA 1ª ETAPA
Local1.Data.2	INTERRUPTOR DE NIVEL BAJO SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 1ª ETAPA
Local1.Data.3	FIN DE CARRERA CIERRE DE LA VÁLVULA DE BYPASS DE ARRANQUE

Local1.Data.4	FIN DE CARRERA APERTURA DE LA VÁLVULA DE BYPASS DE ARRANQUE
Local1.Data.5	INTERRUPTOR DE ALTO ALTO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2. ^a ETAPA
Local1.Data.6	INTERRUPTOR DE BAJO BAJO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2. ^a ETAPA
Local1.Data.7	INTERRUPTOR DE ALTO ALTO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
Local1.Data.8	INTERRUPTOR DE BAJO BAJO NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
Local1.Data.9	INTERRUPTOR DE LÍMITE DE APERTURA DE LA VÁLVULA DE PURGA
Local1.Data.10	INTERRUPTOR DE LÍMITE DE CIERRE DE LA VÁLVULA DE PURGA
Local1.Data.11	INTERRUPTOR DE BAJO NIVEL DEL CIGÜEÑAL DEL ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
Local1.Data.12	ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR SIN INTERRUPTOR DE FLUJO
Local1.Data.13	ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR SIN INTERRUPTOR DE FLUJO
Local1.Data.22	FUNCIONAMIENTO DEL COMPRESOR DE GAS DE EFECTO SIMPLE / DOBLE
Local1.Data.23	ESD-002 SISTEMA DE SEGURIDAD PARADA Y PURGA (DE PLANTA ESD)
Local1.Data.24	ESD-001 PARADA DEL SISTEMA DE SEGURIDAD (DE PLANTA ESD)
Local1.Data.25	FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local1.Data.26	FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
Local1.Data.27	FEEDBACK AUXILIAR DE LA BOMBA DE ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
Local1.Data.28	MOTOR DEL COMPRESOR VFD LISTO
Local1.Data.29	FEEDBACK AUXILIAR DEL MOTOR DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: Tomada del AUTOR

Tabla 14. Salidas digitales en memoria Local2 PLC sistema de control

Dirección	Descripción
Local2.Data.0	RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local2.Data.1	RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
Local2.Data.2	RELÉ DE ARRANQUE DEL MOTOR DE PRELUBRICACIÓN DEL COMPRESOR
Local2.Data.4	CONTACTO DEL RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Local2.Data.5	CONTACTO DEL RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR
Local2.Data.6	RELÉ DE PARADA DEL MOTOR DE PRELUBRICACIÓN DEL COMPRESOR
Local2.Data.8	RELÉ DE ESTADO DE FUNCIONAMIENTO DEL COMPRESOR
Local2.Data.9	RELÉ DE AVERÍA DEL COMPRESOR
Local2.Data.10	SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE PURGA
Local2.Data.11	LANZAR SOLENOIDE 3 HEVU
Local2.Data.12	LANZAR SOLENOIDE 1 HEVU
Local2.Data.13	PANEL LOCAL EN MODO LOCAL / REMOTO
Local3.Data.0	SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 1ª ETAPA
Local3.Data.1	SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DERIVACIÓN DE ARRANQUE
Local3.Data.2	SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 2.ª ETAPA
Local3.Data.3	SOLENOIDE DE LA VÁLVULA DE DRENAJE DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE LA 3ra ETAPA
Local3.Data.4	RELÉ DE ARRANQUE DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local3.Data.5	RELÉ DE PARADA DEL SOPLADOR DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: Tomada del AUTOR

Tabla 15. Entradas analógicas en memoria Local4 PLC sistemas de control

Dirección	Descripción
Local4.Ch00	TRANSMISOR DE NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE 1ª ETAPA
Local4.Ch01	TRANSMISOR DE PRESION DE ASPIRACION 1ª ETAPA
Local4.Ch02	TRANSMISOR DE PRESION DE DESCARGA 1ª ETAPA
Local4.Ch03	TRANSMISOR DE NIVEL DEL SCRUBBER DE SUCCIÓN DE 2.ª ETAPA
Local4.Ch04	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE DESCARGA DE 2ª ETAPA
Local4.Ch05	TRANSMISOR DE NIVEL DEL DEPURADOR DE SUCCIÓN DE 3.ª ETAPA
Local4.Ch06	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE DESCARGA DE 3ª ETAPA
Local4.Ch07	COMPRESOR DE TRANSMISOR DE VIBRACIONES
Local4.Ch08	TRANSMISOR DE VIBRACIONES DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local4.Ch09	TRANSMISOR DE VIBRACIÓN DEL MOTOR DEL VENTILADOR DEL ENFRIADOR DE PROCESO
Local4.Ch10	TRANSMISOR DE PRESIÓN DE ACEITE LUBRICANTE DEL COMPRESOR
Local4.Ch11	FEEDBACK DE LA VELOCIDAD DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: Tomada del AUTOR

Tabla 16. Salidas analógicas en memoria Local5 PLC sistema de control

Dirección	Descripción
Local5.Ch00	VÁLVULA DE CONTROL DE RECIRCULACION
Local5.Ch01	REFERENCIA DE VELOCIDAD DEL MOTOR DEL COMPRESOR

Fuente: Tomada del AUTOR

Tabla 17. Entradas de temperatura en memoria Local6 PLC sistema de control

Dirección	Descripción
Local6.Ch0	TEMPERATURA ASPIRACION 1ª ETAPA
Local6.Ch1	TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 1RA ETAPA LANZA 1
Local6.Ch2	TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 1RA ETAPAA LANZA 3
Local6.Ch3	TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 2DA ETAPA LANZA 4
Local6.Ch4	TEMPERATURA DE DESCARGA DEL CILINDRO DE COMPRESIÓN 3RA ETAPA LANZA 2
Local7.Ch0	TEMPERATURA DEL COJINETE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local7.Ch1	TEMPERATURA DEL COJINETE NDE DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local7.Ch2	TEMPERATURA DE LA FASE 1ª DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local7.Ch3	TEMPERATURA DE LA FASE 1B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local7.Ch4	TEMPERATURA DE LA FASE 2ª DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local7.Ch5	TEMPERATURA DE LA FASE 2B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local8.Ch0	TEMPERATURA DE LA FASE 3ª DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local8.Ch1	TEMPERATURA DE LA FASE 3B DEL DEVANADO DEL MOTOR DEL COMPRESOR
Local8.Ch2	TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 1ª ETAPA
Local8.Ch3	TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 2ª ETAPA
Local8.Ch4	TEMPERATURA DE DESCARGA DE LA 2ª ETAPA
Local9.Ch0	ALCANCE DEL COMPRESOR 1 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
Local9.Ch1	ALCANCE DEL COMPRESOR 2 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
Local9.Ch2	ALCANCE DEL COMPRESOR 3 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL
Local9.Ch3	ALCANCE DEL COMPRESOR 4 TEMPERATURA DEL COJINETE PRINCIPAL

Fuente: Tomada del AUTOR

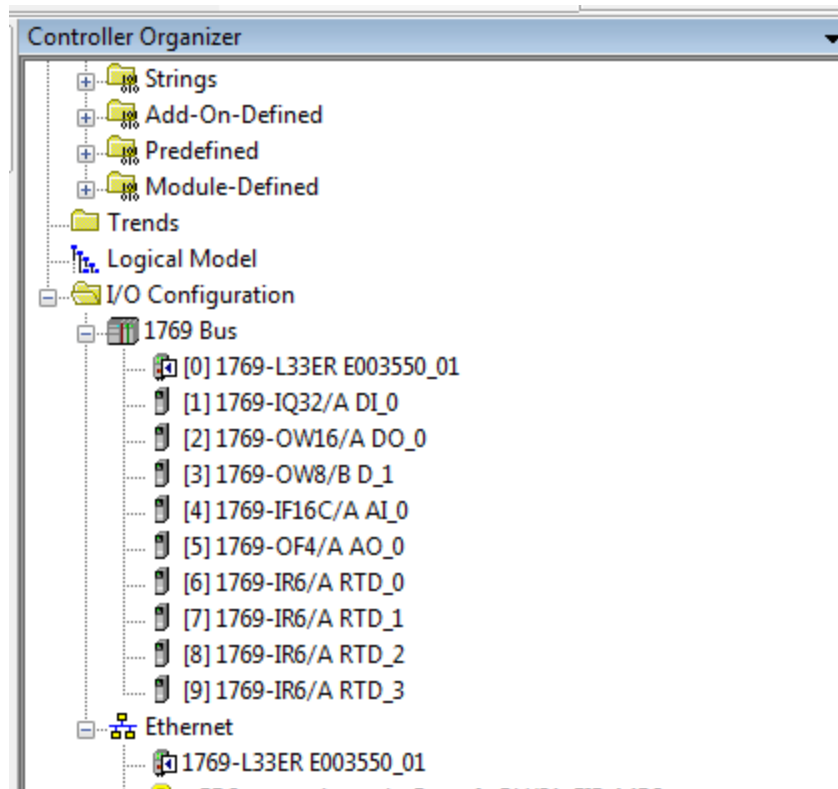
4. RESULTADOS

A continuación, se evidencia la configuración y programación de los componentes que constituyen el sistema de control del proyecto.

4.1. CONFIGURACION DEL PLC

A continuación, en la imagen se puede observar la conformación de hardware seleccionada en el diseño.

Figura 26. Configuración de hardware en lógica de control



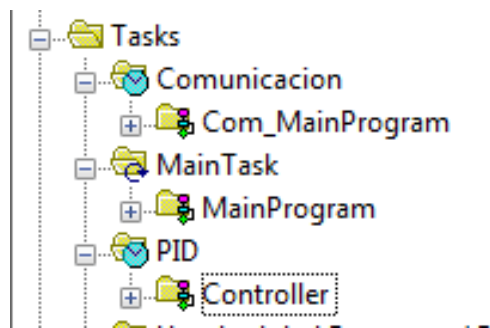
Fuente: Tomada del AUTOR

4.1.1. CONFIGURACION DE TAREAS

La programación que se realiza en el PLC va a estar dividida en 3 partes

- Tarea de Comunicación
- Tarea Principal
- Tarea de Control (PID)

Figura 27. Lista de rutinas de control

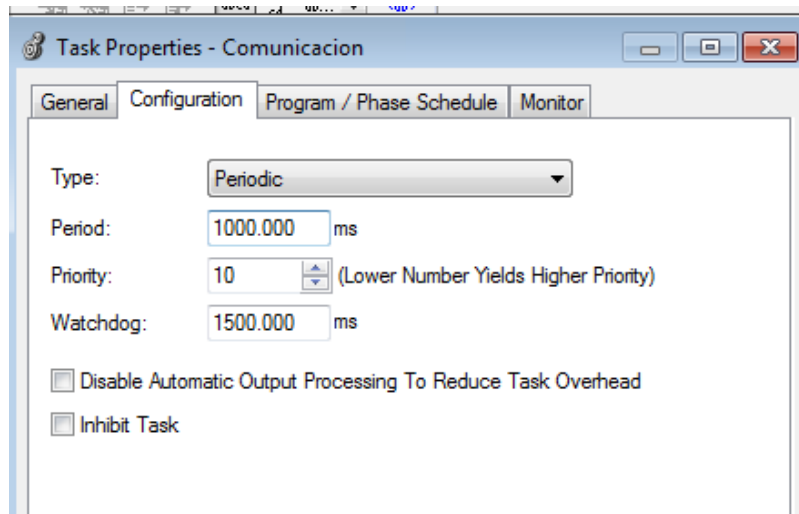


Fuente: Tomada del AUTOR

4.1.1.1. TAREA DE COMUNICACIÓN

La tarea de comunicación está configurada como una tarea Periódica, que se ejecuta cada 1 segundo. En esta tarea solo será programado lo concerniente con las lógicas asociadas con el intercambio de datos que tiene el PLC con elementos externos. En la figura 28, se ilustra la configuración de los tiempos de ejecución de la lógica para el proyecto.

Figura 28. Configuración en tiempos de ejecución

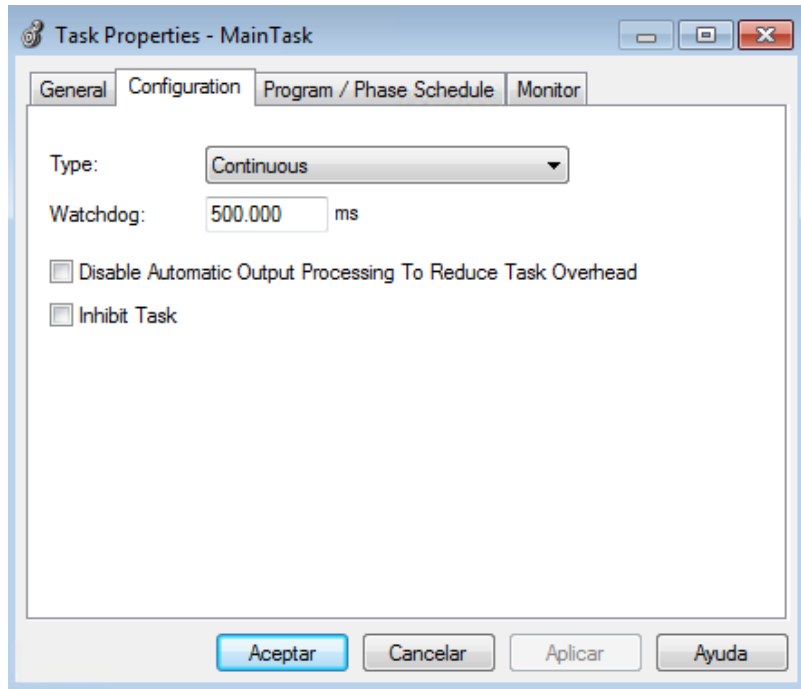


Fuente: Tomada del AUTOR

4.1.1.2. TAREA PRINCIPAL (MainTask)

La tarea principal está configurada como tarea Continua, lo que significa que esta tarea no tiene un tiempo de ejecución fijo, su tiempo de ejecución va a estar establecido por la lógica asociada a esta tarea. En esta tarea será programados las lógicas asociadas al control estándar del compresor, configuración de señales analógicas, configuración de accionamientos como relés, pistones, contactores, etc. En la figura 29 se ha configurado un tiempo de watchdog de 500ms.

Figura 29. Configuración de tiempos en la tarea principal de la programación

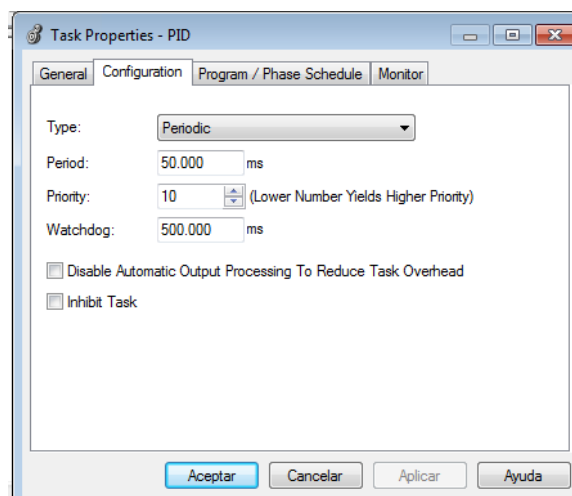


Fuentes: Tomada del AUTOR

4.1.1.3. TAREA DE CONTROL (PID)

En la figura 30 se configura para la tarea de control está configurada como una tarea periódica que se ejecuta cada 50ms. En esta tarea será programada las lógicas asociadas a los lazos de control asociados al diseño.

Figura 30. Configuración de tiempos de ejecución en la tarea de control PID

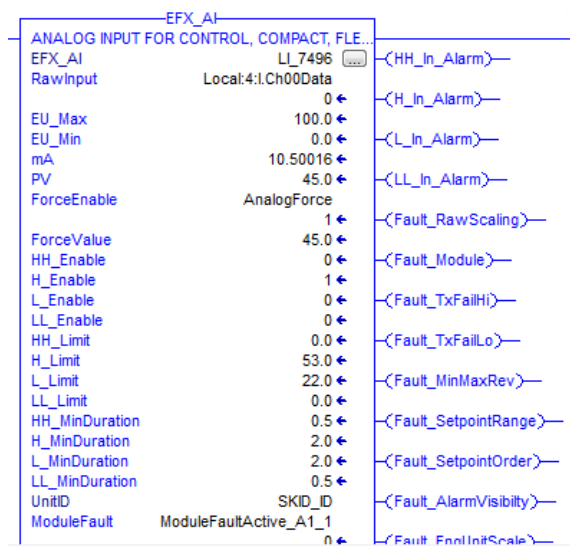


Fuente: Tomada del AUTOR

4.1.2. PRINCIPALES RUTINAS DE LA LOGICA DE CONTROL

Para la configuración de las entradas analógicas, se utilizará la biblioteca EFX, donde permite realizar la configuración del escalado de la variable y sus alarmas correspondiente (ver figura 31), estas alarmas están definidas por el procesista de la planta en conjunto con los parámetros admisibles por el compresor.

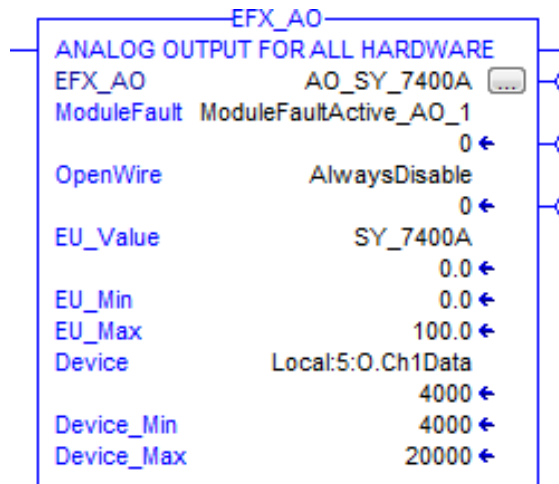
Figura 31. Biblioteca EFX para configuración de entradas analógicas.



Fuente: Tomada del AUTOR

Para la configuración de las salidas analógicas, se utilizará la biblioteca EFX, donde nos permite realizar el desescalado de la variable.

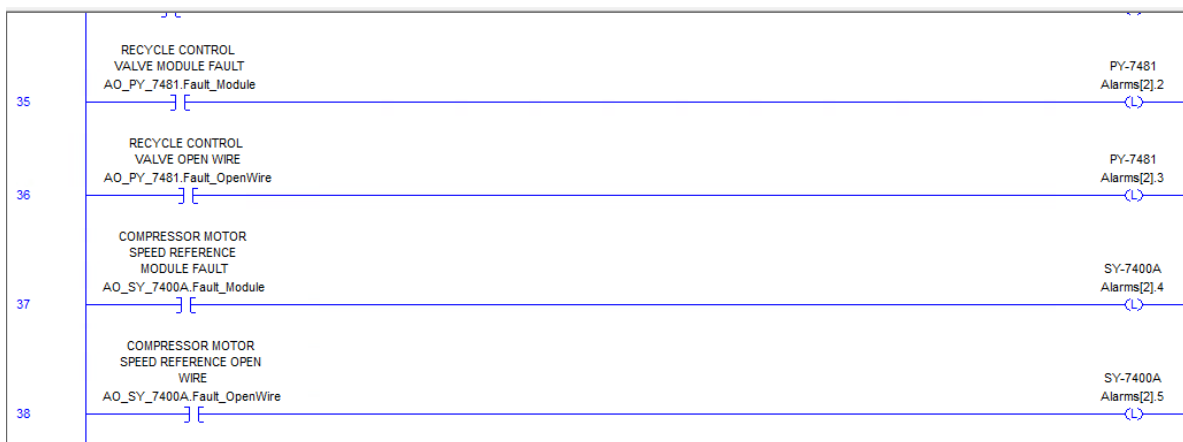
Figura 32. Biblioteca EFX para configuración de salidas analógicas.



Fuente: Tomada del AUTOR

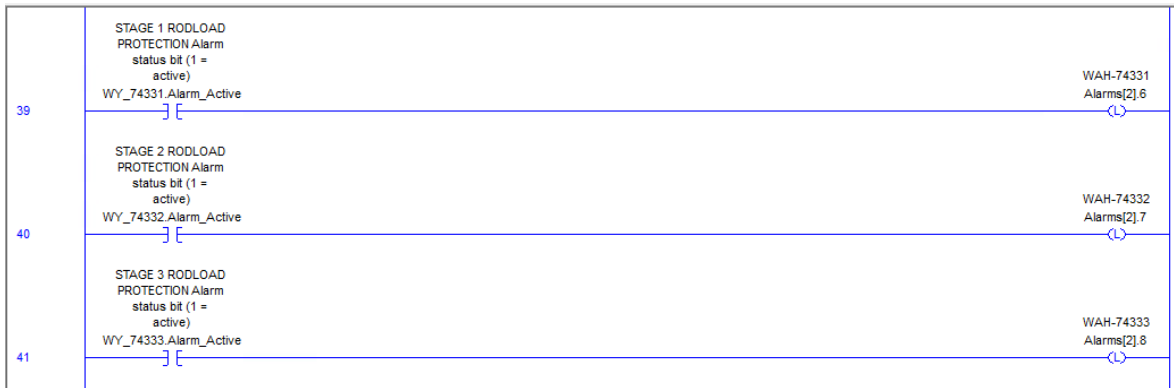
La configuración de alarmas de las señales analógicas fue configurada en el bloque de escalado, se observa en la figura 33, pero también se deben programar las alarmas correspondientes a las señales digitales, como los son switch de seguridad, límites de carrera, confirmaciones de arranque, etc.

Figura 33. Activación de alarmas en lógica de programación



Fuente: Tomada del AUTOR

Figura 34. Configuración de alarmas para protección de los equipos

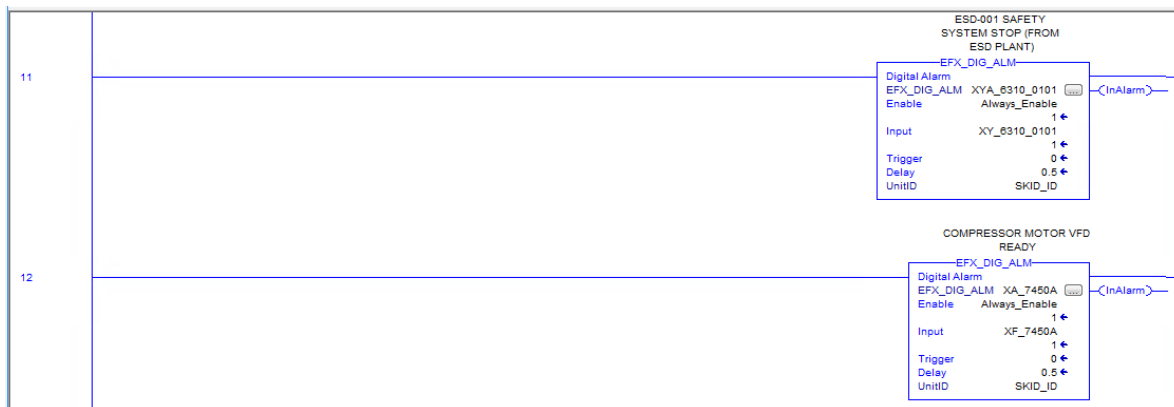


Fuente: Tomada del AUTOR

Como condicionales de arranque del compresor tenemos configuradas las siguientes señales

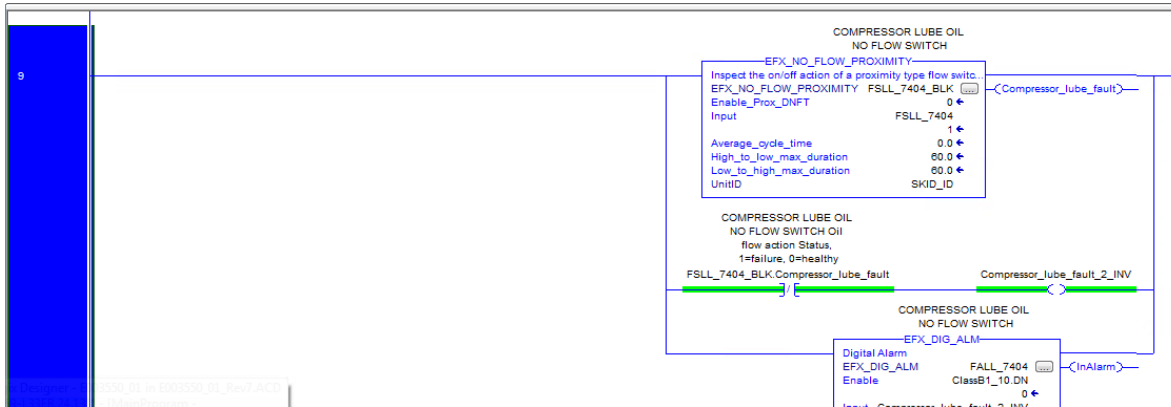
- Estado OK, desde la planta de generación
- Estado OK, desde el sistema Shutdown de la planta
- Variador del Motor, OK
- Flujo en las vías de lubricación
- Bajo nivel en el sistema de lubricación

Figura 35. Bloques condicionales de seguridad de la planta



Fuente: Tomada del AUTOR

Figura 36. Bloques condicionales de arranque del compresor



Fuente: Tomada del AUTOR

Condicionales de Shutdown

Estos condicionales en la lógica realizan un apagado del equipo.

- Parada de emergencia Local
- Alto Alto nivel en los scrubber de las 3 etapas
- Bajo Bajo nivel en los scrubber de las 3 etapas
- No flujo de lubricante
- Parada de Emergencia desde la Planta de Gas
- Parada de Emergencia desde el sistema F&G
- Alta presión en la descarga de las 3 etapas
- Baja Presión en la descarga de las 3 etapas
- Alta Alta Vibraciones en el motor del compresor
- Alta Temperatura en los cilindros de compresión

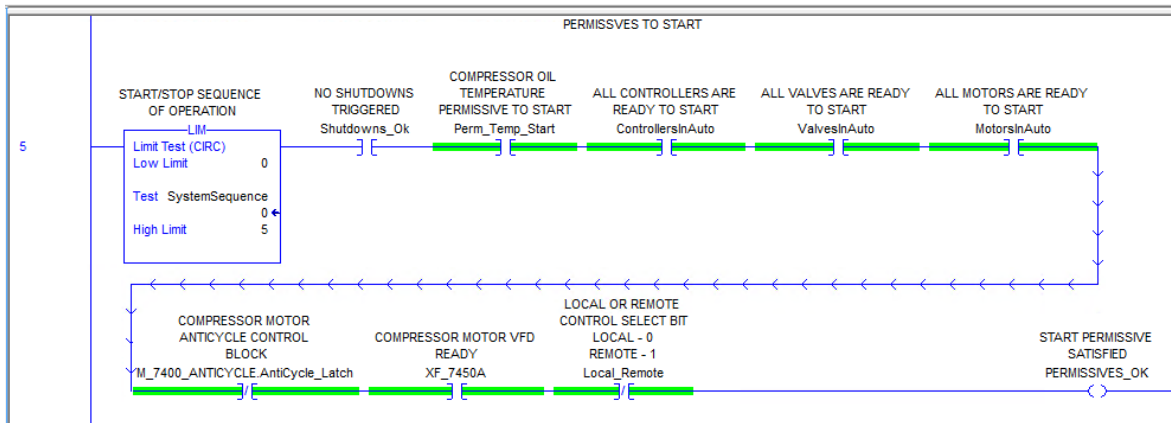
Figura 37. Rutinas de enclavamiento condiciones Shutdown

SHUTDOWN TRIGGERS		
1	EMERGENCY SHUTDOWN STATUS IN ALARM PBA_7400.InAlarm	PBA-7400 Shutdowns[0].0
2	1ST STAGE SUCTION SCRUBBER HIGH HIGH LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LAHH_7410.InAlarm	LAHH-7410 Shutdowns[0].1
3	1ST STAGE SUCTION SCRUBBER LOW LOW LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LALL_7410.InAlarm	LALL-7410 Shutdowns[0].2
4	2ND STAGE SUCTION SCRUBBER HIGH HIGH LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LAHH_7411.InAlarm	LAHH-7411 Shutdowns[0].3
5	2ND STAGE SUCTION SCRUBBER LOW LOW LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LALL_7411.InAlarm	LALL-7411 Shutdowns[0].4
6	3RD STAGE SUCTION SCRUBBER HIGH HIGH LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LAHH_7414.InAlarm	LAHH-7414 Shutdowns[0].5
8	COMPRESSOR LUBE OIL CRANK LOW LOW LEVEL SWITCH STATUS IN ALARM LALL_7415.InAlarm	LALL-7415 Shutdowns[0].7
9	COMPRESSOR LUBE OIL NO FLOW SWITCH STATUS IN ALARM FALL_7402.InAlarm	FALL-7402 Shutdowns[0].8
10	COMPRESSOR LUBE OIL NO FLOW SWITCH STATUS IN ALARM FALL_7404.InAlarm	FALL-7404 Shutdowns[0].9
11	ESD-002 SAFETY SYSTEM STOP AND BLOWDOWN (FROM ESD PLANT) STATUS IN ALARM XYA_6310_0102.InAlarm	XYA-6310_0102 Shutdowns[0].10
12	ESD-001 SAFETY SYSTEM STOP (FROM ESD PLANT) STATUS IN ALARM XYA_6310_0101.InAlarm	XYA-6310_0101 Shutdowns[0].11
13	1ST STAGE SUCTION PRESSURE TRANSMITTER HIGH SHUTDOWN PL74330.HH_In_Alarm	PAHH-74330 Shutdowns[0].12

Fuente: Tomada del AUTOR

Permisivos de arranque

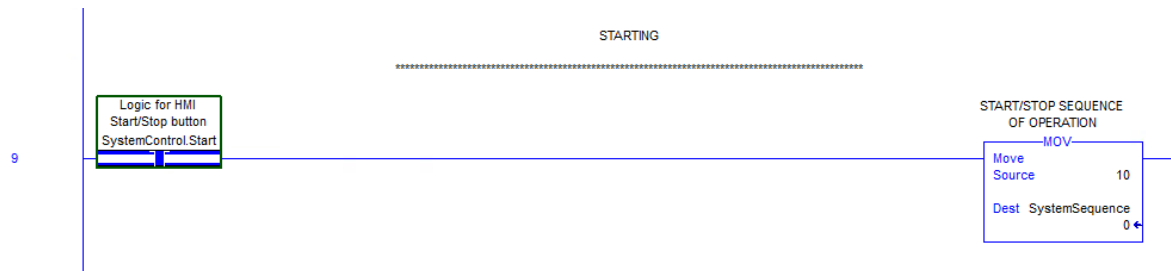
Figura 38. Condiciones para arranque del compresor



Fuente: Tomada del AUTOR

El arranque del equipo se debe realizar desde el panel local.

Figura 39. Arranque desde panel HMI

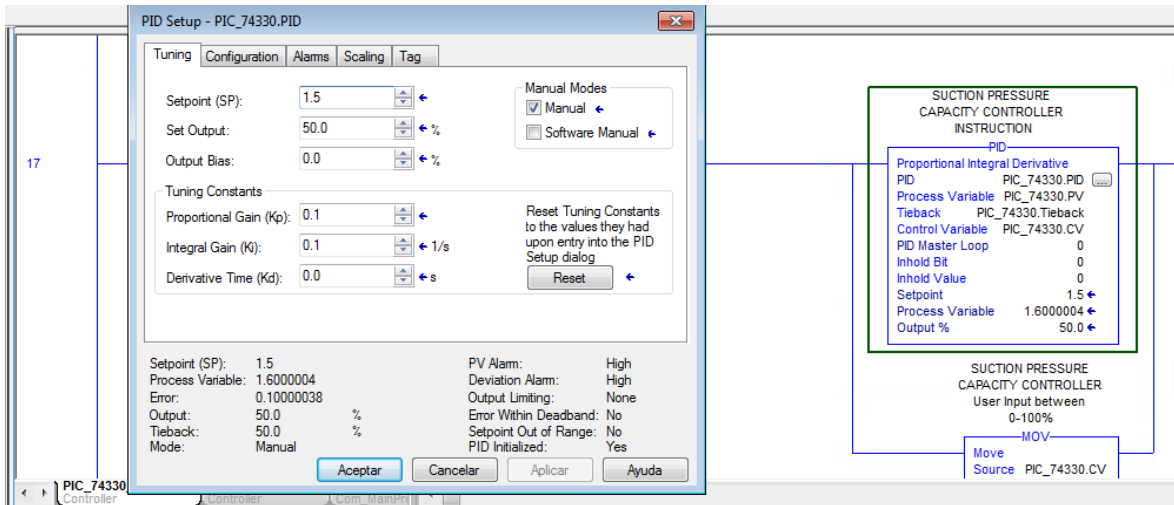


Fuente: Tomada del AUTOR

Programación del lazo de control

Para el diseño se tiene contemplado la implementación de 1 lazo de control de presión configurar la capacidad de succión en las etapas del compresor, pero no se tiene contemplado la sintonización del lazo, ya que para realizar la sintonía del lazo se debe tener la construcción completa del compresor

Figura 40. Configuración bloque PID



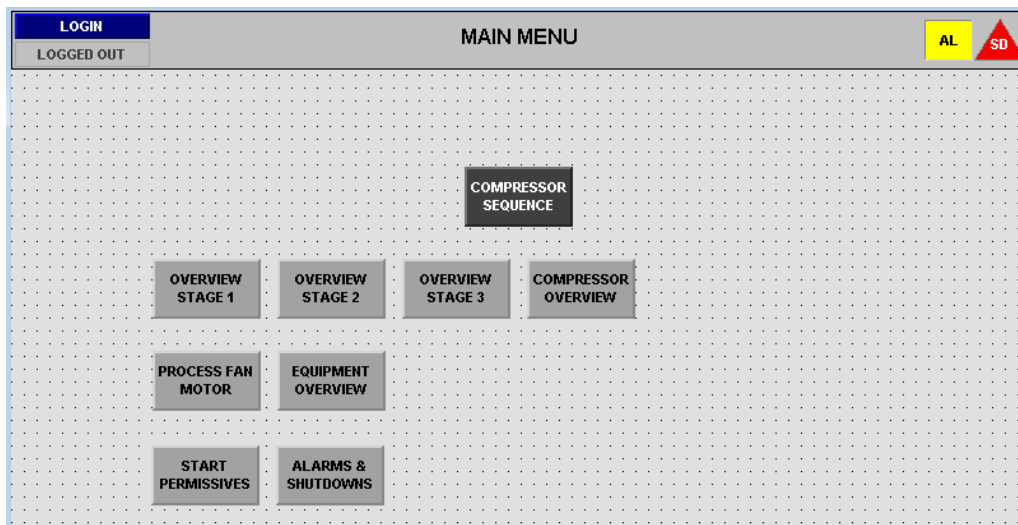
Fuente: Tomada del AUTOR

4.2. PROGRAMACION DEL HMI

La programación y configuración del HMI se realizará en Factory Talk Studio, el Hardware seleccionado PanelView 7 Plus de 10”.

Como pantalla principal, se deja acceso a las diferentes etapas del compresor y equipos auxiliares.

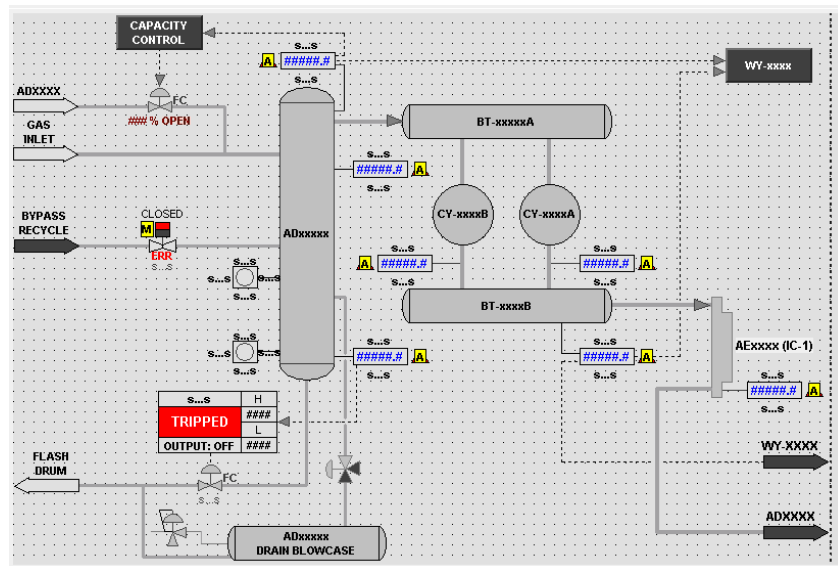
Figura 41. Menú sistema de compresión HMI



Fuente: Tomada del AUTOR

En el overview de las etapas se encuentran la visualización de los diferentes instrumentos asociados, estas tres pantallas son igual. Pero cambia respecto a los instrumentos asociados a cada etapa.

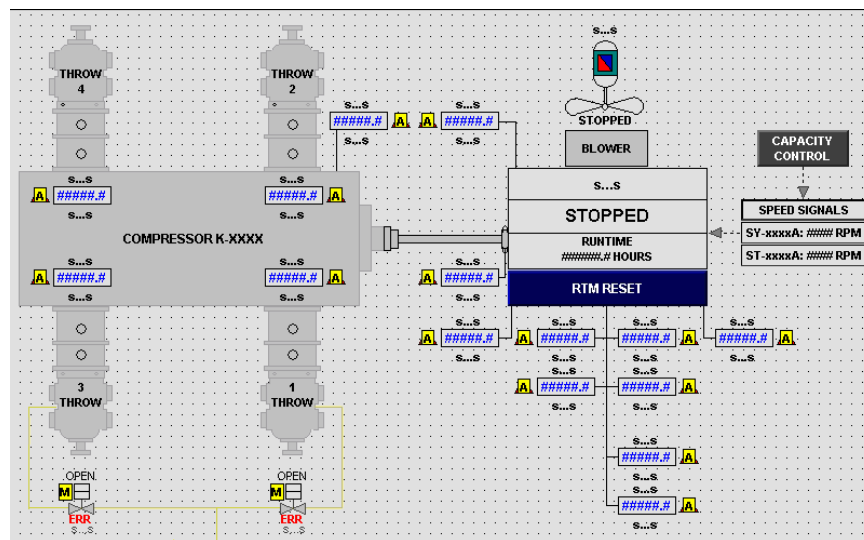
Figura 42. Overview etapas de compresión



Fuente: Tomada del AUTOR

Y un overview general del compresor, donde permite ver el estado del compresor y el estado de ciertas variables críticas para el proceso.

Figura 43. Overview general sistema de compresión



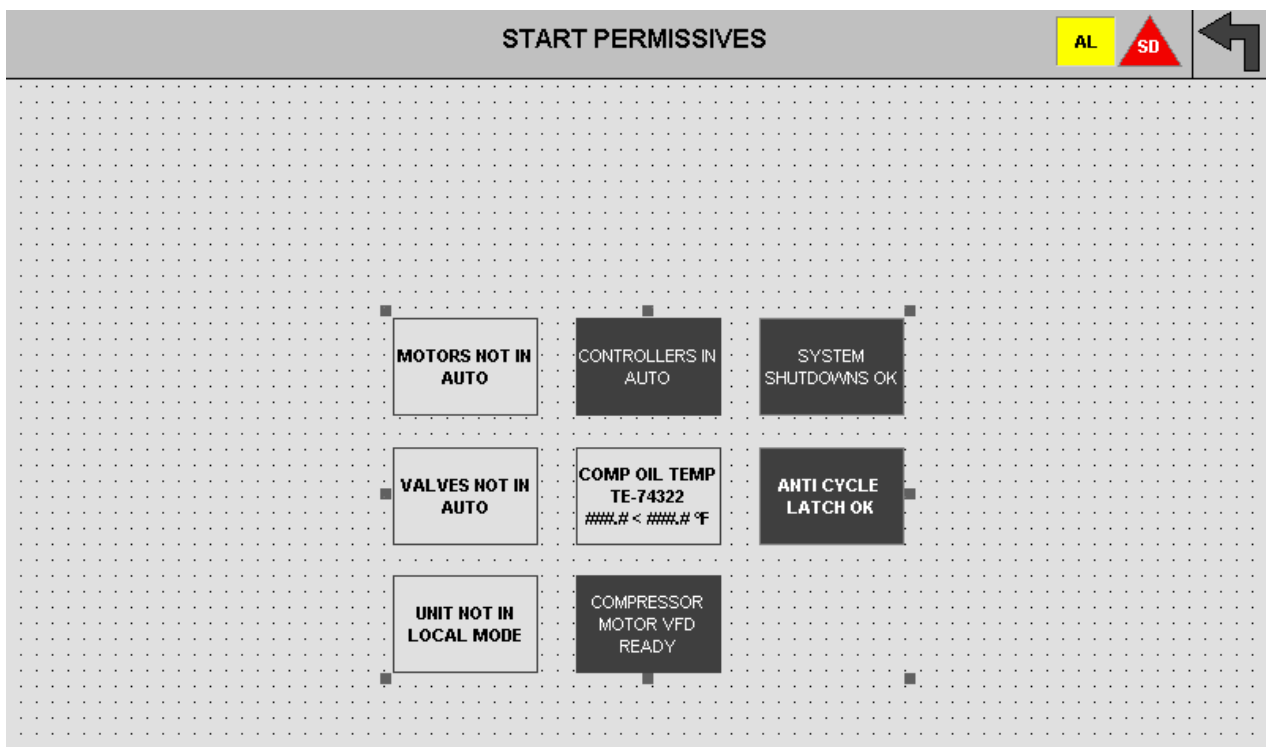
Fuente: Tomada del AUTOR

Pantalla Start Permisivos

En esta pantalla se configura cuál de los permisos de arranque está bloqueando el arranque del compresor.

- Motores en automático
- Controlador en automático
- Sistema Shutdown OK
- Válvulas en automático
- Unidad en modo local
- Variador del compresor en Ready
- Anty latch en OK

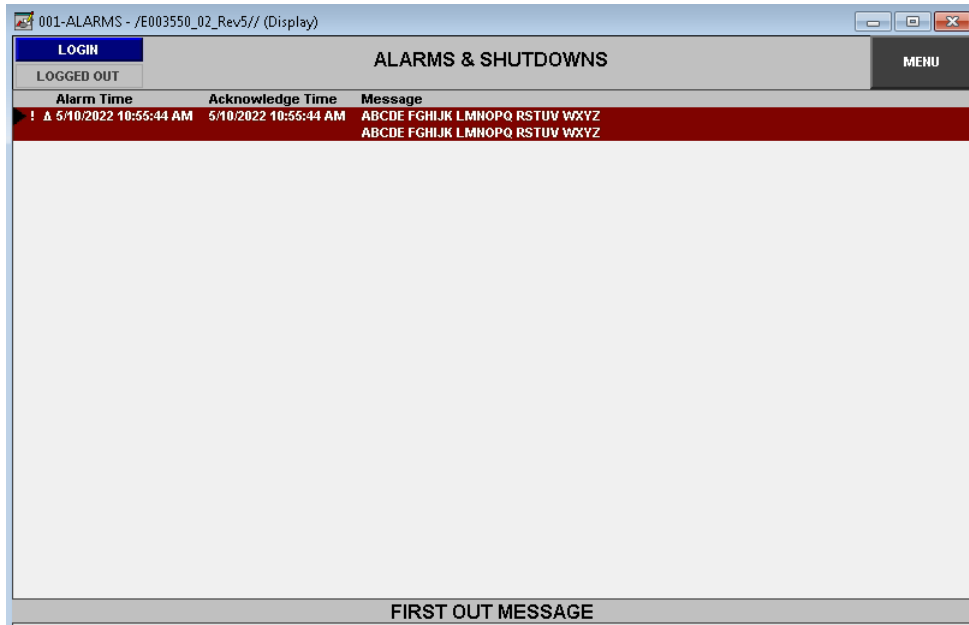
Figura 44. Estado de Permisivos del sistema



Fuente: Tomada del AUTOR

Pantalla de Alarmas presentes

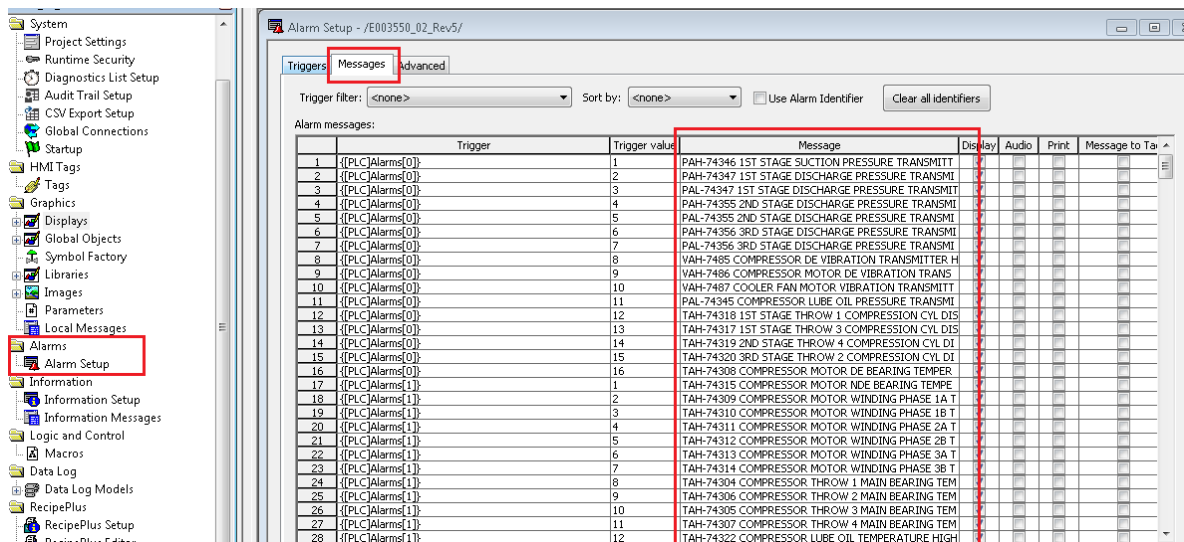
Figura 45. Pantalla de alarmas y Shutdowns



Fuente: Tomada del AUTOR

Para las alarmas se debe realizar la configuración del Alarms Setups, en la figura 46 se ilustra el listado de alarmas, donde se especifica que variables son las asociadas a las alarmas y que mensajes debe aparecer cuando se activen.

Figura 46. Lista de alarmas Alarm Setup



Fuente: Tomada del AUTOR

5. RECOMENDACIONES

En la implementación de los diseños, se deben tener en cuenta que la configuración de alarmas se debe realizar con un análisis del proceso donde ira montada el compresor.

Antes de poner en marcha el equipo se debe realizar la sintonía del lazo de control de presión. No sintonizar este lazo puede ocasionar fallas y daños en los equipos.

6. CONCLUSIONES

Se realiza el diseño y pautas de un sistema de control automático mediante el uso de un PLC-HMI para el control y monitoreo de un compresor de gas de una planta de generación eléctrica, esto teniendo fuertes bases de programación, entendimiento del proceso a controlar, selección de componentes, análisis de permisivos e interlocks.

Se realiza el análisis de la filosofía de control al proceso de compresión de gas teniendo en cuenta las distintas etapas del proceso, haciendo énfasis en las variables a controlar del sistema y el direccionamiento en memoria de la CPU.

Se realiza la selección de componentes eléctricos y de comunicación de la marca Rockwell (módulos I/O, CPU, fuente de poder) con esto se realiza el arreglo o rack para el desarrollo de la lógica de programación.

Se realiza las pautas en el desarrollo para la lógica de control mediante la implementación de rutinas en lenguaje LADDER, desarrollo de gráficos para la interacción con el operador y el respectivo control de la aplicación.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, “Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050,” *Unidad Planeación Min. Energética, Repub. Colomb.*, p. 184, 2015, [Online]. Available:
http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf.
- [2] Organización Internacional del Trabajo, *Estimación del empleo verde en Argentina*. 2019.
- [3] JUANIMAC, “Tipos de centrales donde se produce electricidad | Las Escuelas Verdes,” 2016. <https://bolicheros.wordpress.com/2016/05/23/tipos-de-centrales-donde-se-produce-electricidad/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [4] Ingeoexpert, “¿Cómo funciona una central hidroeléctrica? | Ingeoexpert,” Mar. 22, 2018. <https://ingeoexpert.com/2018/03/22/como-funciona-una-central-hidroelectrica/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [5] Foro de la Industria Nuclear Española, “¿Cuáles son los distintos componentes de una central nuclear? - Foro Nuclear,” 2021. <https://www.foronuclear.org/actualidad/a-fondo/cuales-son-los-distintos-componentes-de-una-central-nuclear/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [6] Google, “2.-Funcionamiento - Central térmica de Carbón,” 2021. <https://sites.google.com/site/centraltermicadecarbonmagsbdpa/home/2--Funcionamiento> (accessed Oct. 28, 2021).
- [7] Área Metropolitana del Valle de Aburrá, “Energías Renovables,” 2019. <https://www.metropol.gov.co/ambiental/Paginas/consumo-sostenible/Energias-Renovables.aspx> (accessed Oct. 28, 2021).
- [8] F. Yilmaz, M. Ozturk, and R. Selbas, “Design and thermodynamic assessment of a biomass gasification plant integrated with Brayton cycle and solid oxide steam electrolyzer for compressed hydrogen production,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 60, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.02.174.
- [9] S. Sanaye and N. Khakpaay, “Thermo-economic multi-objective optimization of an innovative cascaded organic Rankine cycle heat recovery and power generation system integrated with gas engine and ice thermal energy storage,” *J. Energy Storage*, vol. 32, 2020, doi: 10.1016/j.est.2020.101697.

- [10] S. M. Nazir, O. Bolland, and S. Amini, "Full Plant Scale Analysis of Natural Gas Fired Power Plants with Pre-Combustion CO₂ Capture and Chemical Looping Reforming (CLR)," *Energy Procedia*, vol. 114, no. 1876, pp. 2146–2155, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1350.
- [11] SENER, "Compression station La Laguna," 2021. <https://www.energy.sener/projects/compression-station-la-laguna> (accessed Oct. 28, 2021).
- [12] J. Brewer and J. Adder, *NATURAL GAS COMPRESSORS AND PROCESSORS – OVERVIEW AND POTENTIAL IMPACT ON POWER SYSTEM*. 2017.
- [13] Renovefree Gmao, "CENTRALES CICLO COMBINADO CAPÍTULO 06: La turbina de gas - YouTube," Oct. 22, 2015. https://www.youtube.com/watch?v=p_A-YtwCGBE (accessed Oct. 28, 2021).
- [14] J. Mantilla González, J. Roncancio, and C. Galeano Urueña, "Desempeño y emisiones de un motor de combustión interna concombustible dual Diesel-Gas natural," *Ing. Energética*, vol. XXXVI, no. 1, pp. 27–37, 2015.
- [15] J. B. Greenblatt, "Opportunities for Efficiency Improvements in the U . S . Natural Gas Transmission , Storage and Distribution System," no. May, 2015, [Online]. Available: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER Analysis - Opportunities for Efficiency Improvements in the U.S. Natural Gas Transmission Storage and Distribution System.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER_Analysis_-_Opportunities_for_Efficiency_Improvements_in_the_U.S._Natural_Gas_Transmission_Storage_and_Distribution_System.pdf).
- [16] El Nuevo Siglo, "Producción de gas en Colombia subió 4% durante agosto de 2021," Oct. 05, 2021. <https://www.elnuevosiglo.com.co/articulos/10-05-2021-produccion-de-gas-en-colombia-subio-4-durante-agosto-de-2021> (accessed Oct. 28, 2021).
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética, "ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL," 2020, [Online]. Available: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER Analysis - Opportunities for Efficiency Improvements in the U.S. Natural Gas Transmission Storage and Distribution System.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/QER_Analysis_-_Opportunities_for_Efficiency_Improvements_in_the_U.S._Natural_Gas_Transmission_Storage_and_Distribution_System.pdf).
- [18] R. Lora, A. Percy, and J. Aguilar, "DISEÑO DE UN SISTEMA DE

GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 42 MW, ALIMENTADO CON GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO,” 2019, [Online]. Available: https://manglar.uninorte.edu.co/bitstream/handle/10584/8771/PROYECTO_FINAL_DISEÑO_DE_UN_SISTEMA_DE_GENERACIÓN_ELÉCTRICA_DE_42_MW%2C_ALIMENTADO_CON_GAS_NATURAL_Y_GAS_LICUADO_DE_PETRÓLEO.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

Referencias

- Rockwell Automation, Inc. (2003). *1769-IN032A-ES-P*. Copyright Rockwell Automation, Inc.
- Allen Bradley. (2012). *Módulo de entrada de RTD/resistencia Compact I/O*.
- Asociacion Iberoamericana de Entidades Reguladores de la Energia. (2021). *Centrales Electricas*. ARIAE.
- Casale, A., & Strada, F. (s.f.). *Optimización del procesamiento de gas natural através de un sistema de control centralizado*. Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).
- ECOPETROL S.A. (2021). *Planimetría e Ingeniería: Planta de Aprovechamiento de Gas*. Acacias.
- Rockwell Automation. (2001). *Módulo de salida de relé de CA/CC de 16 puntos*. Publicación 1769-IN062A-ES-P.
- Rockwell Automation. (2008). *Fuentes de alimentación de expansión Compact I/O*. Rockwell Automation, Inc. Todos los derechos reservados. Impreso en EE.UU.
- Rockwell Automation. (2009). *Módulo de salida analógico Compact I/O*. Publicación 1769-IN087A-ES-P.
- Rockwell Automation. (2011). *CompactLogix™ 5370 L3 Programmable Automation Controllers*. Rockwell Automation, Inc. All rights reserved.
- Rockwell Automation. (2012). *1769-SG001N-ES-P, Sistemas CompactLogix. Guía de selección*. Rockwell Automation.
- Rockwell Automation, Inc. (2015). *Terminales PanelViewPlus 6*. Publicación 2711P-UM006D-ES.

