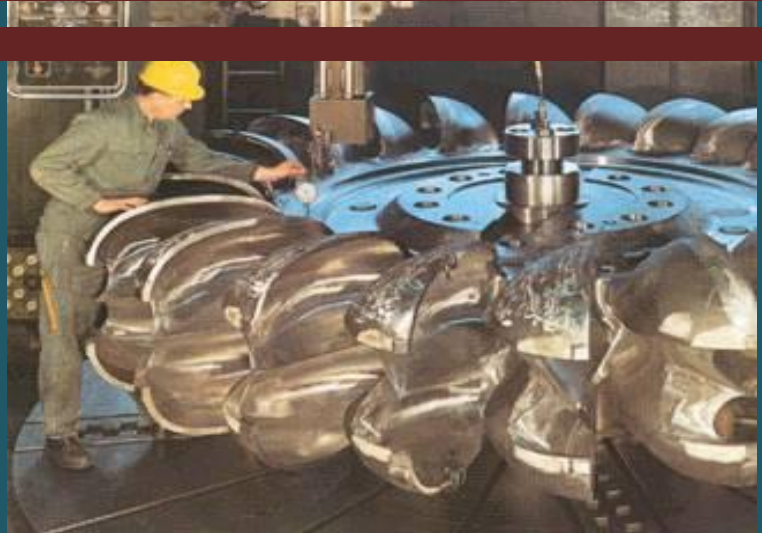




INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

IMPLEMENTACIÓN DEL REGULADOR DE VELOCIDAD PARA TURBINA PELTON DE LA C.H. BOMBANÁ UTILIZANDO UN PLC GE. FANUC



PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL DE ING.ELECTRÓNICA

QUE PRESENTA:

Claudia Janette Huerta Ramírez
No. Control: 06270279

ASESOR EXTERNO:

Ing. José Luis Bermúdez Martínez
Jefe del Departamento Regional de Producción Sureste CFE

ASESOR INTERNO:

Ing. Odilio Orozco Magdaleno
Jefe del departamento de Servicios Generales

Tuxtla Gutiérrez. Chiapas. México.

18 Enero 2011

INDICE

CAPITULO 1.- GENERALIDADES.

1.1.- Introducción.

1.2.- Información general de la institución o empresa donde se desarrolló el proyecto.

1.3.- Área especificada relacionada directamente con el proyecto.

1.4.- Antecedentes.

1.5.- Planteamiento del problema.

1.6.- Nombre del proyecto.

1.7.-Objetivos generales y específicos.

1.8.- Justificaciones del proyecto.

1.9.- Alcances y limitaciones del proyecto.

1.10.- Metodología para el desarrollo del proyecto.

CAPITULO 2.- FUNDAMENTO TEÒRICO

2.1.-Generalidades de las centrales hidroeléctricas.

2.1.1.- Componentes de las centrales hidroeléctricas.

2.1.2.- Clasificación de las turbinas hidráulicas.

2.1.3.-Turbinas Pelton.

2.1.4.-Componentes de un sistema eléctrico.

2.1.5.-Estados operativos del sistema de potencia.

2.1.6.- Regulación de un sistema eléctrico de potencia.

2.1.7.-Sistemas de excitación.

2.1.8.- Funciones del sistema de regulación de voltaje.

2.1.9.- Transformador de excitación.

2.1.10.- Soporte de tensión en los nodos del sistema.

2.1.11.- Sistemas de control de velocidad o gobernadores.

2.1.12.- Estatismo.

2.2.- Modelos matemáticos del sistema turbina- generador de una central hidroeléctrica.

2.2.1.- Modelo matemático de una turbina.

2.2.2.- Modelo matemático de un generador.

2.2.3.- Modelo matemático de una carga eléctrica.

2.3.- PLC Versamax GE Fanuc.

2.3.1.- Características del CPU.

2.3.2.- Memoria de programas.

2.3.3.- Estructura de un programa de aplicación.

2.3.4.- Subrutinas.

2.3.5.- Referencias de estado del sistema.

2.3.6.- Referencia de memoria de datos.

2.3.7.- Referencia a memoria de palabras.

2.3.8.- Referencia a memoria de bits.

2.3.9.- Retentividad de los datos.

2.3.10.- Tipos de datos.

2.3.11.- Juego de Instrucciones.

2.3.12.- Función PID.

CAPITULO 3. DESARROLLO E IMPLEMENTACION DEL PROYECTO

3.1.- Controlador PID base.

3.2.- Controlador PID con ajuste de velocidad y ajuste de potencia.

3.3.- Controlador PID conectado al modelo matemático de un sistema Turbina-Generador.

OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

CONCLUSIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

Anexo 1.-Mapa de las regiones de producción de energía eléctrica.

Anexo 2.-Tabla de valores de la capacidad efectiva de la región de producción sureste.

Anexo 3.- Organigrama de la subgerencia de producción Sureste.

Anexo 4- Modelo matemático de una turbina Pelton.

Anexo 5.- Tabla de tipos de funciones que ofrece el software “Proficy machine Edition”

Anexo 6.- Descripción de la función PID y su configuración.

NOMENCLATURAS

AGC	Automatic Generation Control (control automático de generación).
AVR	Automatic Voltage Regulator (regulador automático de voltaje).
CCE	Centro de control de energía.
P	Proporcional.
PI	Proporcional Integral.
PID	Proporcional Integral derivativo.
If	Corriente de campo.
Ig	Corriente de generador.
δ	Desplazamiento Angular.
Hz	Hertz.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Kv	Kilovoltios.
MVAR	Mega voltio amperios reactivos.
MW	Mega watts.
P	Potencia.
Pe	Potencia eléctrica.
Pm	Potencia mecánica.
SIL	Surge Impedance Loading.
TP	Transformador de potencial.
TC	Transformador de corriente.
Eg	Voltaje interno del generador.
Eo	Voltaje del sistema eléctrico.
ω	Velocidad angular.
Ns	Velocidad sincrónica

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1.- INTRODUCCION.

El regulador de turbina es un componente fundamental para el funcionamiento de los generadores síncronos. Cuando el generador está desconectado de la red, la misión del regulador de turbina es mantener la velocidad constante para permitir la sincronización del generador a la red. Cuando el generador está acoplado a la red, el regulador de turbina tiene, en general, por misión contribuir a la regulación frecuencia-potencia del sistema eléctrico.

La dificultad fundamental del ajuste de los reguladores de turbinas hidráulicas es debida a las características dinámicas de la propia turbina y del circuito hidráulico asociado: es un sistema de fase no mínima. La estabilización del servomotor que acciona el distribuidor de la turbina introduce dificultades adicionales.

El ajuste de los reguladores de turbinas hidráulicas ha atraído la atención de gran número de profesionales tanto en la industria como en la universidad desde hace más de treinta y cinco años. Desde que Hovey propuso en 1962 la aplicación del criterio de Routh-Hurwitz, se pueden encontrar en la literatura propuestas de ajuste basadas en respuesta en frecuencia, autovalores del modelo linealizado, control óptimo, control adaptativo y control robusto.

Este reporte presenta un simulador de ajuste de reguladores de turbinas hidráulicas basado en técnicas de estimación de parámetros de sistemas dinámicos. Este método consiste en determinar los parámetros del regulador que minimizan el error entre la respuesta del sistema y la respuesta de un modelo de referencia.

El modelo de referencia es un regulador de velocidad PID, este tipo de controlador se aplica al ajuste de los reguladores de un regulador digital de turbinas hidráulicas.

Los reguladores digitales de turbinas hidráulicas incluyen típicamente tres reguladores PID: el regulador de posición del distribuidor, el regulador de velocidad y el regulador carga-velocidad. El método propuesto ajusta en primer término el regulador del posicionador, y después los reguladores de velocidad y de carga-velocidad. El regulador de velocidad controla la turbina en vacío, mientras que el regulador de carga-velocidad controla la turbina en carga. Este método se ha implantando utilizando el programa "Proficy Machine Edition".

1.2 INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA DONDE SE REALIZÓ EL PROYECTO.

1.2.1. Comisión Federal de Electricidad.

La Comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para cerca de 34.2 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 178 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 51,571 Megawatts (MW).

El 23.09% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoeléctrica.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene más de 745 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

El suministro de energía eléctrica llega a cerca de 137 mil localidades (133,390 rurales y 3,356 urbanas) y el 96.85% de la población utiliza la electricidad. En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1.0% restante se exporta.

La CFE es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional, la cual es plasmada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo. CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

1.2.2. Misión de la CFE.

Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía. Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos. Proporcionar una atención de excelencia a nuestros clientes. Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

1.2.3. Regiones de Generación Hidroeléctrica.

La Comisión Federal de Electricidad, con el fin de optimizar el aprovechamiento y atención de las centrales hidroeléctricas que forman parte de su patrimonio, agrupa la generación hidroeléctrica en cinco regiones (ver anexo 1).

- 1.- Yaqui-Mayo.
- 2.- Balsas- Santiago.
- 3.- Ixtapantongo.
- 4.- Papaloapan.
- 5.- Grijalva.

Atendiendo a su situación geográfica, la más importante por su generación y capacidad instalada es: **“la región de generación hidroeléctrica del Grijalva”**.

La suma total efectiva de las centrales de esta región es de 3930.96 megavatios, que corresponde a la capacidad instalada, por no existir decrementos en potencia imputables a fallas mecánicas o eléctricas.

Este valor representa el (52.55 %) de la capacidad efectiva de las centrales hidroeléctricas y el (16.78 %) de la comisión federal de electricidad (ver anexo 2).

1.2.4. Organización Administrativa de la Región de Generación Hidroeléctrica Grijalva.

Con el fin de llevar a cabo una administración eficiente de los recursos con que cuenta la región, además de la plantación y supervisión adecuada de las centrales en todos los aspectos pero básicamente en las actividades de operación y mantenimiento, ésta se organiza bajo la dirección de un sub-gerente regional, con el apoyo de cuatro superintendentes de área para las especialidades de ingeniería mecánica, eléctrica, civil, control (departamento donde se realizó el proyecto) e informática(ver anexo 3), además de una oficina de enlace para el control administrativo.

En forma similar y para lograr una administración eficiente de sus recursos, las centrales hidroeléctricas a su vez cuentan con un superintendente general, un auxiliar y tres jefes de departamento con las especialidades en ingeniería mecánica, eléctrica, control y civil, además de sus oficinas administrativas.

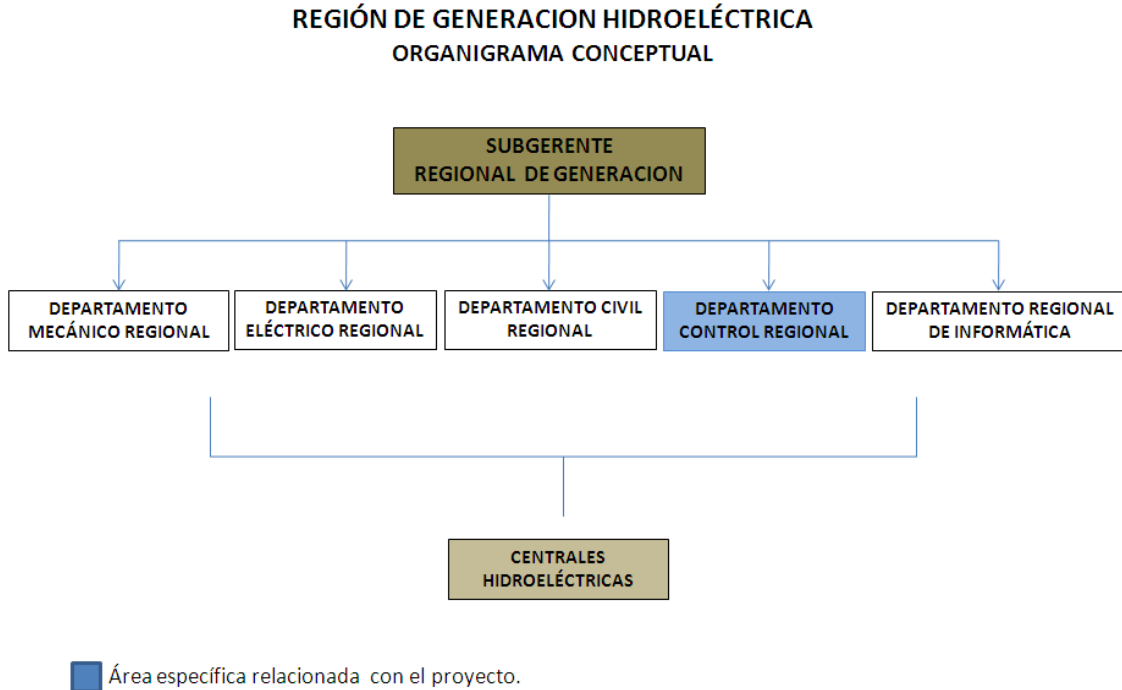


Fig.1.1.Organigrama de la Región de Generación Hidroeléctrica Grijalva

1.3 AREA ESPECÍFICA RELACIONADA DIRECTAMENTE CON EL PROYECTO.

El Departamento Regional de Control e Instrumentación tiene como función genérica coordinar y proporcionar el soporte técnico a las centrales para mantener una alta confiabilidad y disponibilidad de las unidades generadoras mediante la correcta aplicación y mantenimiento de los equipos y sistemas bajo la responsabilidad de la especialidad, con la finalidad de contribuir a la generación de la energía eléctrica a un bajo costo competitivo en las mejores condiciones operativas. Entre sus funciones específicas, se encuentran:

- Participar en el análisis de fallas y problemas en general.
- Analizar fallas en las que estén involucrados los equipos de los departamentos de control e instrumentación de las centrales que sean responsabilidad de la subgerencia a la que pertenece y/o con otras entidades.

- Coordinar y/o realizar proyectos de mejora, proyectos de modernización, y/o sustitución de equipos que son responsabilidad de los departamentos de control e instrumentación de las centrales que estén en el ámbito de su subgerencia y realiza la supervisión de estos.
- Participar en la realización de estudios de estabilidad con el personal de la especialidad y otras entidades internas y/o externas a CFE, para la elaboración de proyectos de mejora.
- Validar modelos matemáticos de los sistemas de excitación y reguladores de velocidad de las centrales hidroeléctricas de la subgerencia a la que pertenece.
- Proporcionar asesoría técnica a los departamentos de control e instrumentación de las centrales que sean responsabilidad de la subgerencia a la que pertenece y/o a otras entidades.
- Consolidar programas, evaluar y planear estrategias para que el personal de los departamentos de control e instrumentación de las centrales de generación que estén su ámbito de trabajo cumplan con los programas de mantenimiento.

1.4 ANTECEDENTES.

En una central hidroeléctrica, el objetivo de los sistemas de regulación en un Sistema Eléctrico de Potencia es proveer en forma fiable la potencia demandada manteniendo la frecuencia y la tensión con los criterios de despacho económico adecuados.

El elemento más representativo del sistema de excitación (ver figura 1.2) es el regulador automático de voltaje que permite la operación y reparto del reactivo entre generadores operando en paralelo. El AVR tiene los siguientes modos de operación: regulación de voltaje, de factor de potencia y de potencia reactiva. La regulación manual a lazo abierto controla la corriente de campo sin tener la retroalimentación del voltaje en terminales del generador.

La experiencia del funcionamiento estable y transiente en los sistemas de potencia, ha llevado a buscar siempre la mejor regulación por parte de las máquinas eléctricas. Dicho interés ha hecho que se profundice en el análisis de los parámetros de los reguladores de voltaje (AVR) y los de velocidad con el fin de garantizar una adecuada estabilidad y continuidad del suministro eléctrico por parte del sistema que alimenta a los usuarios, sustituyendo los sistemas viejos y obsoletos por nuevas tecnologías.

Los sistemas de control Digital ofrecen una plataforma flexible y tecnología de vanguardia para Reguladores de Voltaje y Sistemas de Excitación cumpliendo plenamente con todos los requerimientos de las plantas de generación modernas, ofrecen gran número de ventajas sobre los reguladores mecánicos, eléctricos y electrónicos analógicos. Entre otras ventajas se puede destacar la facilidad para incorporar funciones de regulación y para variar sus ajustes dependiendo de condiciones externas.

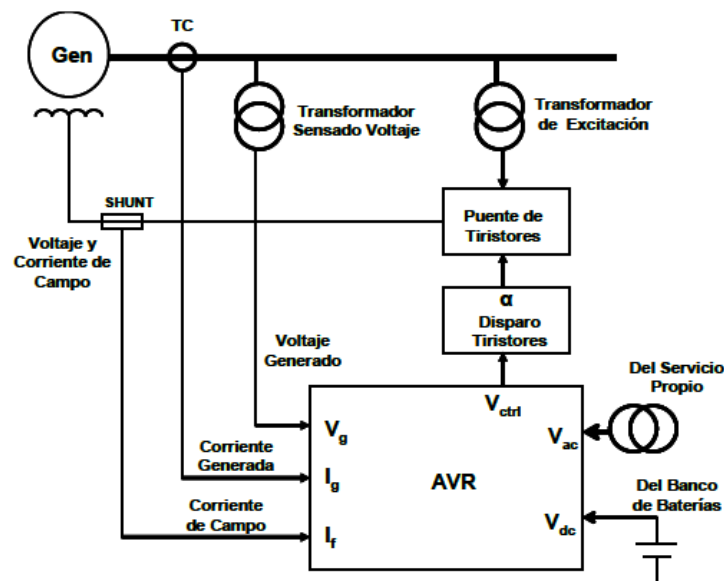


Fig.1.2. Esquema de un sistema de excitación y sus componentes.

Un Controlador Lógico Programable (PLC) constituye un sistema de control digital microprocesado que permite llevar a cabo la regulación de voltaje en las terminales de

un generador síncrono, manteniéndolo dentro de sus parámetros normales de operación con seguridad por la acción de los compensadores y limitadores.

Tienen módulos de interfase, tanto analógicos como digitales de entrada y salida adecuados para realizar sus funciones que son ejecutadas por un microprocesador (CPU E05) con las siguientes características: 2048 I/O digitales configurables, 64 K de memoria, 1024 registros, lenguaje de programación Ladder Logic, Instruction List y SFC, 0.5 ms/K velocidad (típico), 2 puertos seriales RS-232 o RS485 configurables, 64 módulos I/O como máximo, matemática de punto flotante, batería para respaldo de RAM y reloj, comunicación mediante puertos seriales y/o red LAN Ethernet TCP/IP.

El procesamiento de señales se lleva a cabo por medio de bloques de funciones como: rampas, integradores, divisores, derivadores, amplificadores, etc., los cuales son configurados de acuerdo a las necesidades de aplicación para llevar a cabo las funciones de control deseadas del AVR (Regulador automático de Voltaje).

La utilidad dentro del editor de secuencias del PLC, permite implementar diagramas de escalera reales del sistema usando entradas digitales desde sus módulos de interfase asociados, así como salidas digitales cuya finalidad es la de actuar sobre los elementos primarios (mandos) y secundarios (alarmas) del regulador automático de voltaje.

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En los sistemas de potencia es de gran importancia conocer el comportamiento dinámico de la red eléctrica, para ello se realizan estudios de estabilidad de pequeña señal y de estabilidad transitoria los cuales constituyen un método necesario para el planeamiento, funcionamiento, optimización y análisis del comportamiento de los sistemas ante perturbaciones.

Parte de estos estudios se dedican al funcionamiento de los generadores y al análisis del comportamiento de ellos ante perturbaciones en el sistema. Para realizar estos estudios es necesario disponer de modelos matemáticos de los diferentes elementos que componen el sistema, estos generalmente están en función de los parámetros de la máquina, que pueden ser dados por el fabricante u obtenerse mediante pruebas para determinar el valor de los mismos. Una vez obtenidos los parámetros se realizan las simulaciones necesarias que como técnica de investigación operativa proporcionen un método científico de apoyo para la toma de decisiones

Por esta razón surgió la necesidad de diseñar un simulador de un regulador de velocidad PID que permita observar la repuesta de un sistema turbina-generador a partir de sus valores nominales para la observación y análisis de su comportamiento como un sistema aislado o como un sistema interconectado con otro sistema turbina-generador.

1.6 NOMBRE DEL PROYECTO.

Diseño de un simulador de regulación de velocidad PID para una turbina Pelton de la C.H Bombaná utilizando un PLC GE Fanuc.

1.7 OBJETIVOS.

1.7.1. OBJETIVOS GENERALES.

Diseñar y programar un control de velocidad PID para una turbina Pelton de la Central Hidroeléctrica Bombaná en un PLC marca General Electric, utilizando el software de programación Proficy Machine Edition.

1.7.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- 1) Documentación técnica de la Central Hidroeléctrica Bombaná y del Regulador Automático de Velocidad (AVR) en operación.
- 2) Diseñar un control PID básico en el diagrama bloques del software de programación que cumpla con las funciones necesarias de un AVR.
- 3) Diseñar una interfaz gráfica HMI (Human Machine Interface) donde el usuario visualice la señal de consigna del controlador y la señal de salida del control PID.
- 4) Diseñar seis controles que permitan leer e introducir datos por el usuario para modificar los valores proporcional, Integral y Derivativo del controlador con un rango específico de variación según las características del equipo.
- 5) Integrar al sistema dos señales de control: control por potencia y control por velocidad.
- 6) El control de velocidad mantiene un rango de variación de 55 a 65HZ afectando un 10% a la señal de salida del controlador que es la posición del distribuidor, ésta tiene un rango de operación de 0-100%, Usar un escalamiento de valores de 0.01 para un control más preciso.
- 7) El control de potencia tendrá una señal de consigna de 0-100% afectando un 90% la posición del distribuidor, esta consigna representa los MW generados provenientes de la señal del generador.
- 8) El punto suma del controlador PID debe recibir la señal de retroalimentación del control y una señal de consigna. Al arrancar el sistema este debe tomar un valor automático de velocidad de 60HZ.
- 9) El tiempo en alcanzar la turbina su valor máximo de velocidad (100%) debe ser aproximadamente de 5 minutos.

- 10) El tiempo en alcanzar la turbina su valor mínimo (0%) después del paro del sistema debe ser de 2 minutos.
- 11) Simular el modelo matemático de una turbina Pelton y de un generador hidráulico.
- 12) Agregar al control señales de alarma visuales y registros que indiquen al usuario cuando ocurra un error en el sistema.

1.8 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

El AVR de la turbina Pelton de la C.H Bombaná es actualmente operado por un **CONTROL DIGITAL 505H, WOODWARD GOVERNOR COMPANY.**

El **Control 505H** está basado en un microprocesador; diseñado para controlar un actuador y la válvula del distribuidor de una turbina hidráulica. El 505H tiene dos modos de operación: **Modo Programa y Modo Run.**

El Modo programa es usado para configurar el 505H según las aplicaciones necesarias para el control de la turbina, y el Modo Run es usado para la operación del Control.

Existen tres métodos para comunicarse con el Control 505H. El método estándar es por medio de un LCD (Liquid Crystal Display) que se encuentra en la parte frontal del control; este responde cada vez que el usuario realiza una entrada en su teclado frontal de operación. El segundo método es la comunicación por contactos externos y el tercer método es usando una Terminal Remota CTR.

La programación interna del 505H está basada en un control de tipo PID (Proporcional Integral Derivativo). La estructura genérica del Control opera con once bloques para su reprogramación: Arranque de Turbina, Control de Velocidad, Referencia de Velocidad, Estatismo, Proceso Remoto, Control KW, Control de Nivel, Control del límite del Servomotor, salida del relevador, Extracción Analógica y RS-232.

De estos once bloques de programación, solo cuatro son esenciales para la operación del control. Estos deben ser programados anticipadamente antes de que el control, arranque la turbina. Los otros se pueden programar según los requerimientos de la instalación.

Sin embargo, a pesar de lo complejo de este controlador es tecnología vieja y obsoleta, existe la necesidad de usar un controlador que ofrezca mayores ventajas al usuario ofreciendo una programación y operación más sencilla y disminución de cableado.

El Control 505H al ser un sistema cableado, realiza una función de control fija, depende de los controles que lo forman y de la forma en que se han interconectado, por lo tanto la única forma de alterar la función de control es modificando sus componentes o la forma de interconectarlos.

Los sistemas programables, en cambio pueden realizar distintas funciones de control sin alterar su configuración física, si no sólo cambiando el programa de control.

Un PLC (Programmable Logic Controller) es una computadora industrial que sirve para vigilar entradas, tomar decisiones con base en su programa o lógica, y para controlar salidas para automatizar un proceso o maquina.

Una entrada acepta una gran variedad de señales analógicas o digitales de varios dispositivos de campo (sensores) y los convierte en una señal lógica que puede usar el CPU. Éste toma las decisiones y ejecuta las instrucciones de control del CPU en una señal digital o analógica que se puede usar para controlar dispositivos de campo (actuadores). Se usa un dispositivo de programación para introducir las instrucciones deseadas. Estas instrucciones especifican lo que debe hacer el autómatas según una entrada específica.

No obstante, el uso de autómatas programables obliga a adquirir nuevos conocimientos si se quiere obtener de ellos el máximo partido.

1.9 ALCANCES Y LIMITACIONES.

EL desarrollo de este proyecto fue limitado por el tiempo, los objetivos fueron alcanzados en su totalidad, sin embargo no se logró su implementación de manera física en la Central Hidroeléctrica Bombaná. Es decir este proyecto presenta un control PID ideal y de forma positiva se han alcanzado otras expectativas, este es un simulador el cual permite ingresar los valores nominales de una turbina y de un generador, donde la respuesta de dicha simulación permite un análisis ante variaciones provocadas por el usuario y que ayuden al operador a contar con una idea del posible comportamiento que este pueda sufrir ante una situación real y así poder prevenir contingencias y errores de operación que dañen el sistema.

1.10.-METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

La estructura de un regulador de turbina hidráulica digital se detalla en la figura 1.3, este contiene dos lazos de regulación: uno interior y otro exterior. El lazo interior controla la posición del distribuidor. El lazo exterior regula la velocidad en vacío (posición 1 del interruptor) y regula carga-velocidad cuando el generador está acoplado a la red (posición 2 de interruptor). El regulador de posición del distribuidor, el de velocidad y de carga-velocidad son PID. El regulador carga-velocidad suele tener dos ajustes: uno para funcionamiento en un sistema interconectado y otro para funcionamiento en vacío.

La estimación de parámetros de un sistema dinámico es parte un problema más complejo: la identificación de sistemas dinámicos. La identificación de sistemas tiene por objeto obtener modelos matemáticos de sistemas físicos a partir de medidas de su respuesta. Los pasos más importantes de un proceso de identificación de sistemas son: el desarrollo de un modelo matemático, la realización de pruebas para obtener medidas de respuesta, la estimación de parámetros y la validación del modelo.

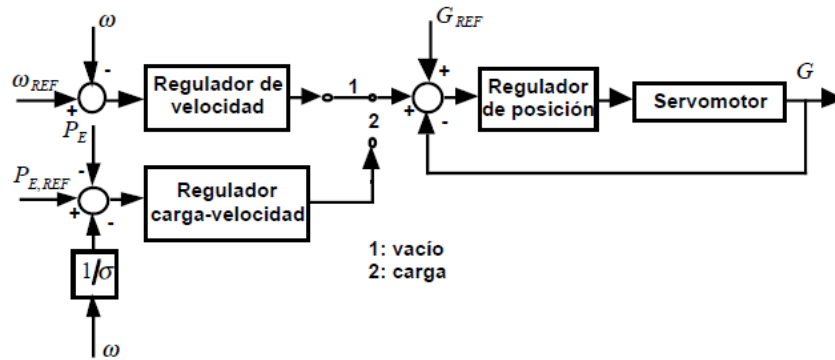


Fig.1.3. Estructura de un regulador de velocidad digital

Fuente: Técnicas de estimación de parámetros, Universidad Pontificia Comillas, Alberto Aguilera, Madrid.

La estimación de parámetros consiste en determinar el valor de los parámetros q que minimizan una función de coste $V(q)$. Se pueden encontrar gran número de métodos de estimación en la literatura especializada dependientes de la función de coste. La función de coste considerada es la suma de los errores de salida al cuadrado.

El método usado en este proyecto consiste en el ajuste de reguladores basado en la estimación de parámetros de sistemas dinámicos. El modelo de referencia se presenta en la figura 1.4.

Considérese un sistema dinámico realimentado que contiene una planta de función de transferencia $P(s)$ y un regulador de función de transferencia $R(s, \theta)$. El problema de determinar los parámetros del regulador θ se convierte en el problema de estimar los parámetros θ que minimizan la suma de los errores al cuadrado en cada paso $e(k, \theta)$ entre la salida del modelo de referencia $y(k)$ y la salida del sistema realimentado $\hat{y}(k, \theta)$ cuando ambos sistemas son excitados por la misma entrada $u(k)$.

Se considera un escalón unitario como entrada. El modelo de referencia considerado es un sistema de segundo orden descrito por su amortiguamiento V y su pulsación natural ω_n .

$$V(\theta) = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \varepsilon(k, \theta)^2 = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N (y(k) - \hat{y}(k, \theta))^2$$

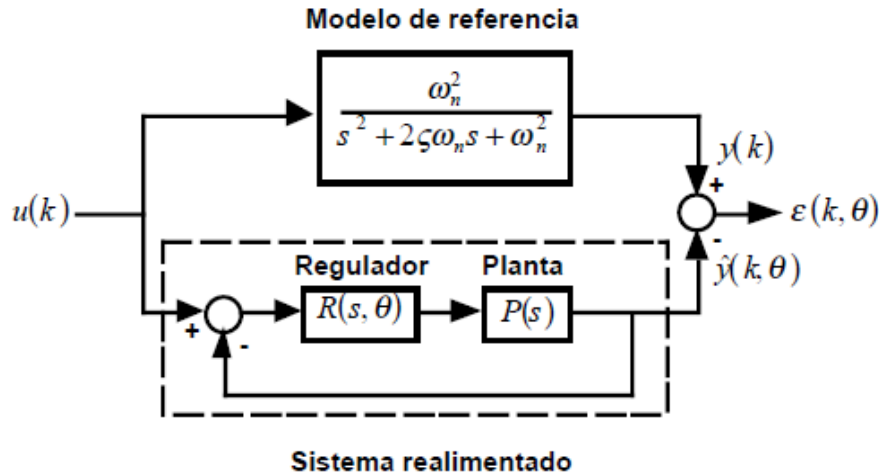


Fig.1.4. Visión del método de ajuste basado en técnicas de estimación de parámetro.

Fuente: Técnicas de estimación de parámetros, Universidad Pontificia Comillas, Alberto Aguilera, Madrid.

El problema de estimación de parámetros que resulta es no lineal en términos de los parámetros del regulador θ .

a) Ajuste por etapas de los reguladores de una turbina hidráulica.

El ajuste del sistema de regulación de turbina-generator se realiza en dos etapas. En primer lugar se ajusta el regulador del posicionador. En segundo término se ajustan los reguladores de velocidad y de carga-velocidad. El regulador de carga velocidad se ajusta tanto para funcionamiento en sistema interconectado como para funcionamiento en vacío.

b) Ajuste del regulador de posición del distribuidor.

El modelo del lazo de regulación de la posición del distribuidor se representa mediante sistemas de primer orden cuyas constantes de tiempo son respectivamente 0,05 y 0,2 segundos.

CAPÍTULO 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

La energía hidráulica es una de las fuentes de energía más utilizadas para la producción de electricidad, esta energía se obtiene a partir del almacenamiento del agua en embalses, que luego a través de tuberías o canales de conducción, se hace llegar a las turbinas convirtiendo de esa manera la energía mecánica en energía eléctrica.

El agua mueve un conjunto turbina generador y produce la electricidad o potencia activa. Las características de la energía eléctrica tales como frecuencia y voltaje dependen de la velocidad de la turbina y del voltaje de excitación del generador para lo cual se utilizan equipos de control específicos para cada función, tales como el regulador de velocidad y el regulador de tensión.

2.1.1. Componentes de las centrales hidroeléctricas.

Para comprender el funcionamiento dinámico de los sistemas de potencia se presenta una explicación de sus componentes y los sistemas de control de un turbogenerador hidráulico.

Entre los elementos que componen la central hidroeléctrica se tienen el embalse y las fuentes de agua que los alimentan, que pueden estar constituidos por uno o varios ríos que aportan sus aguas a un embalse, el cual es muy importante para que el abastecimiento de agua no se vea afectado por las variaciones de caudal en el o los ríos.

El embalse puede estar en el cauce del río principal o en un sitio alejado de este. Para formar el embalse es necesario realizar una serie de estudios cuyo objetivo es definir un sitio en particular del río donde se construya la represa (o presa, como se le dice abreviadamente). La presa es una pared que cierra una depresión geográfica atravesada por el río para originar el embalse, ya sea frente a ella o en un sitio alejado del río.

Para construir la represa se debe desviar el río aguas arriba del sitio donde la misma se levantará; para este fin es necesario construir un túnel de desvío, el cual funciona mientras se construye la represa. Para definir el nivel máximo del embalse, la presa puede ser del tipo gravedad vertedora, cuya cresta permite el paso del agua sobre ella, de modo que al llegar el agua a su máximo nivel, el excedente vierte sobre la cresta y sigue su recorrido aguas abajo en el río.

Si la represa no es de este tipo se debe contar con una estructura llamada vertedor, la cual descarga el exceso de agua aportada por la cuenca hidrográfica al embalse. El vertedor puede estar dentro de la estructura de la represa o en un sitio cercano a esta.

El propósito del embalse es almacenar el agua que será utilizada en la generación de energía, su diseño debe ser tal que esté capacitado para soportar los fenómenos naturales, contaminación del agua y/o ambiente, etc., para garantizar la operación de la central.

Las obras de conducción permiten llevar el agua desde el río o el embalse hacia la casa de máquinas, como se muestra en la figura 2.1. Están constituidas por el túnel y la tubería de presión; en algunos casos se incluye uno o varios canales, localizados entre el río y el embalse, además de un desarenador por si las aguas arrastran materiales o sedimentos que desgasten las turbinas.

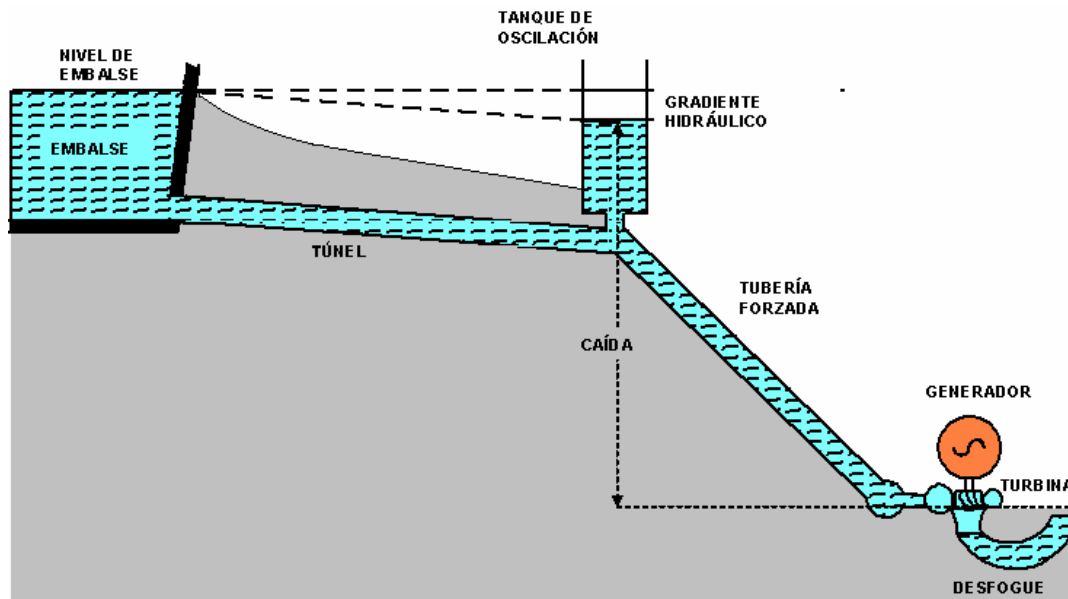


Fig.2.1.- Esquema de Conducción de Agua, se muestra el embalse, la conducción, tanque de oscilación y tubería de presión.

- **Canal:** Es una conducción a cielo abierto en la superficie que se ubica entre el río y el embalse.
- **Túnel:** Es un tramo de conducción de gran longitud, ubicado dentro la montaña. Se inicia en una de las paredes del embalse, la entrada está constituida por la toma de aguas, en cuyo frente existe una rejilla para evitar que objetos, restos de arboles y animales ingresen al túnel. En el otro extremo existe una compuerta que permite el ingreso del agua al túnel.
- **Tubería de Presión o Tubería Forzada:** Es el extremo de la conducción; soporta la gran presión de la columna de agua en su camino hacia las turbinas. En su parte superior incluye una válvula tipo mariposa para cortar el paso del agua en caso de problemas en la conducción. La tubería se divide en ramificaciones de acuerdo al número de turbinas que compartan la tubería, una central puede tener más de una tubería. Cada rama de tubería llega a una válvula de admisión tipo esférica que permite o impide que el agua llegue a la turbina. La tubería forzada puede tener tramos con pendientes diferentes, esto es

para determinada longitud de la tubería se tienen diversos niveles o alturas, en unos tramos la pendiente es suave, en otros tramos la pendiente es mayor. Con esto se logra la conversión de la energía potencial, del agua en la energía cinética de rotación de la turbina.

- **Tanque de Oscilación:** Es una estructura para la protección de las obras hidráulicas, se ubica entre el túnel y la tubería de presión. En él, el agua recupera el nivel que hay en el embalse cuando se cierran las válvulas de admisión de las turbinas. El tramo de tubería anterior al tanque de oscilación que corresponde al túnel de conducción tiene una pendiente suave y el tramo posterior que corresponde a la tubería de presión tiene una pendiente mayor. Cada tramo debe ser diseñado para las condiciones apropiadas al flujo de agua y niveles de presión. El tanque cumple las siguientes funciones:
 - ✓ Permite el escape del aire que se retiene en el túnel al finalizar la construcción de este; con ello impide que el agua arrastre una masa de aire que dan a las turbinas.
 - ✓ Cuando las válvulas se cierran por algún motivo, el tanque de oscilación amortigua la onda de choque llamada *golpe de ariete*, que se propaga de las válvulas de admisión hasta el túnel y lo podría dañar de no existir el tanque para disipar dicha energía.
 - ✓ Suministra suficiente caudal de agua cuando se abren las válvulas de admisión de las turbinas mientras llega el caudal requerido que aporta el embalse, para que la tubería de presión siempre tenga una presión interna mayor que la atmosférica.
 - ✓ Enfrentar variaciones en régimen de operación, almacenando o suministrando el caudal necesario, hasta que, se logre el nuevo punto de equilibrio, debido a la aceleración y desaceleración del agua en la tubería.

Al cerrarse o abrirse las válvulas de admisión de los turbogeneradores se produce una sobrepresión que se refleja propagándose por la tubería, al llegar al tanque de oscilación la onda de presión se bifurca, una porción entra por el orificio del tanque de oscilación y la otra sigue por la tubería. Como la sección transversal del tanque es mayor que la de la tubería, la mayor parte de la sobrepresión penetra en el tanque de oscilación y se amortigua. La sobrepresión que sigue por la tubería es pequeña en comparación con la que entro en el tanque.

El golpe de ariete es un fenómeno transitorio que se da al reducirse abruptamente la velocidad del flujo de agua hacia la turbina, elevándose la presión interna de la tubería al cerrarse los alabes o inyectores dándose una onda viajera hacia atrás en la columna de agua.

Si el cierre es rápido la sobrepresión es mayor lo que podría dañar la tubería o el túnel. Si por el contrario los alabes rápidamente se abren la presión podría disminuir produciéndose una onda de succión que podría hacer implotar la tubería. Para evitar estas dos situaciones la parte hidráulica del regulador debe contar con mecanismos de seguridad para controlar los tiempos y la velocidad de apertura y cierre de los alabes.

- **Turbina Hidroeléctrica:** es uno de los tipos de primotor más antiguos. Para sistemas grandes de generación de electricidad se han desarrollado turbinas apropiadas para manejar cargas elevadas. Una turbo máquina consta fundamentalmente de una rueda de alabes o rodete, que gira libremente alrededor de un eje cuando pasa un fluido por su interior. La forma de los alabes es tal que cada dos alabes forman un conducto que obliga al flujo a variar su cantidad de movimiento, lo que provoca una fuerza, esta fuerza al desplazarse el alabe provoca un trabajo.

2.1.2. Clasificación de las turbinas hidráulicas.

Las turbinas hidráulicas se clasifican en:

- **Turbinas de acción o de impulso:** Se llaman así cuando la transformación de la energía potencial en energía cinética se produce en los órganos fijos anteriores al rodete (inyectores o toberas). En consecuencia el rodete solo recibe energía cinética. La presión a la entrada y salida de las cucharas (o alabes) es la misma e igual a la atmosférica. Las turbinas tangenciales o Pelton (patentadas en 1880, aunque en Europa eran conocidas como ruedas Girard), constaban de cucharas partidas casi rectangulares y de descarga lateral. Se puede aumentar el número de chorros para mejorar la eficiencia. Es utilizada para altas caídas y bajo flujo. En las turbinas de impulso los pasajes de agua en la turbina no están completamente llenos, el agua actúa a una presión menor que la atmosférica, el agua entra sobre algunos puntos de la periferia del rodete, utilizándose la energía en forma totalmente cinética.
- **Turbinas de reacción:** Se llama así cuando se transforma la energía potencial en cinética íntegramente en el rodete. Este recibe solo energía potencial. La presión de entrada es muy superior a la presión del fluido a la salida. Esto ocurre en un aspersor. Se llaman así aunque habría que considerarlas como un tipo mixto. En las turbinas de reacción los pasajes de agua en la turbina están completamente llenos, el agua actúa a una presión mayor que la atmosférica, el agua entra sobre la periferia del rodete, utilizándose la energía en forma cinética y potencial. Estas turbinas operan a caídas intermedias y con alto caudal. Otra clasificación muy distinta de las turbinas hidráulicas es la que se da en función de la dirección del flujo en el rodete, lo que puede hacer que clasifiquemos a las turbo máquinas en:
 - ✓ **Axiales:** El desplazamiento del flujo en el rodete es paralelo al eje. Es axial y tangencial (giro).

- ✓ **Radiales:** El desplazamiento en el rodete es perpendicular al eje. No tiene componente axial.

- ✓ **Mixtas:** Tiene componente Axial, radial y tangencial.

En la actualidad, las turbinas que dominan el campo en las centrales hidroeléctricas son: Pelton, Francis, Kaplan y Bulbo. El rendimiento de todas ellas supera el 90%. Estos rendimientos se pueden comparar en función del caudal nominal para las que fueron diseñadas.

El enfoque de este proyecto es principalmente sobre las Turbinas Pelton, que son el tipo de turbinas que integran la Central Hidroeléctrica Bombaná.



Fig.2.2.- Fotografía de la C.H. Bombaná localizada a 47Km de la ciudad de Tuxtla Gutiérrez.

Fuente: Prontuario Bombaná, CFE.

2.1.3. Turbinas Pelton.

La turbina Pelton, es del tipo rueda de impulso, es muy eficiente para altas caídas de agua en la tubería. También es conocida como turbina de chorro libre. Consiste de un rodete con alabes fijos en los cuales los chorros provenientes de los inyectores chocan tangencialmente como se observa en la figura 2.3. La regulación se hace por medio de agujas que actúan en los inyectores sobre el flujo de agua.

El inyector es una tobera diseñada para controlar el caudal, y con ello las pérdidas de carga en la conducción. Las pérdidas de carga se producen por la fricción (rozamiento) del fluido con la superficie de la tubería de conducción forzada. Las pérdidas de carga dependen de la naturaleza de las paredes internas de dicha conducción, del caudal, de la sección y de la longitud de las mismas. A mayor caudal o menor sección (aumento de la velocidad del fluido) aumentan las pérdidas de carga. A mayor longitud de la tubería mayor son dichas pérdidas. Si el caudal se hace cero la pérdida de carga desaparece.

El inyector lleva en su interior una aguja de regulación que se desplaza entre dos posiciones límite de caudales nulo y máximo. La aguja es comandada por un servomotor mediante aceite a presión, esta aguja ocupa en cada momento la posición correspondiente a la potencia exigida a la turbina. Cuando disminuye la carga hay que actuar sobre el caudal más rápidamente de lo que interesa a efecto de minimizar el golpe de ariete ya que un cierre rápido puede provocar una situación desastrosa. Para ello cada inyector lleva incorporado un deflector que intercepta el chorro parcial o totalmente, cerrando la aguja más lentamente para no crear el golpe de ariete.

El rodete consta de una rueda con cucharas alrededor, a las que podemos llamar también alabes, sobre las que actúa el chorro inyector. El tamaño y número de cucharas dependen de las características de la instalación y de la velocidad específica. Cuanto menor sea el caudal y mayor la altura del salto, menor será el diámetro del chorro. Las dimensiones de la cuchara dependen directamente del diámetro del chorro. Al estar la cuchara dividida en dos la componente axial de la fuerza se contrarresta y de

esta forma no sufren los cojinetes. La longitud de la cuchara es de 2.1 veces el diámetro del chorro y la anchura de la cuchara es de 2.5 veces el mismo diámetro.

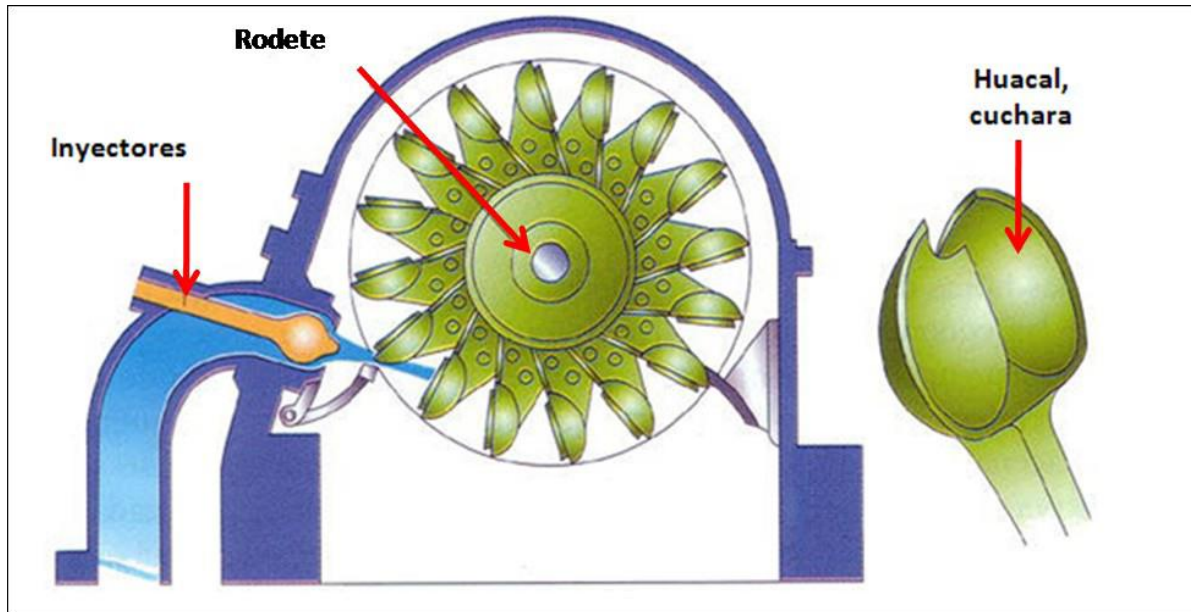


Fig.2.3.-Esquema de turbina Pelton, se muestra la válvula de admisión, inyectores y el rodete.

Fuente: Wikipedia, Org.

2.1.4. Componentes de un Sistema Eléctrico.

El desarrollo de las sociedades ha implicado un crecimiento del sistema eléctrico y paulatinamente se debe extender la red de transmisión para utilizar en un caso nuevas fuentes de energía y en otros servir a nuevos consumidores. El aumento del tamaño y la capacidad de los sistemas eléctricos, trae en consecuencia nuevos problemas; por ejemplo: regulación de voltaje y frecuencia, despacho económico, estabilidad, confiabilidad y seguridad operativa, etc., lo que impone nuevos retos que obligan a utilizar métodos y herramientas de solución tales para satisfacer las necesidades de los consumidores.

Un sistema eléctrico es un conjunto de elementos utilizado para generar y transportar energía eléctrica desde los centros de generación a los consumidores. Se compone de tres partes principales que son: centrales de generación, red de transmisión y red de distribución.

Red de Transmisión.

La red de transmisión se encarga de trasladar la electricidad desde las plantas generadoras hasta los centros de consumo geográficamente dispersos con núcleos de demanda cercanos a ciudades y zonas industriales y mantiene su cohesión y sincronismo. El transporte debe hacerse grandes distancias por lo que es conveniente hacerlo a alta tensión reduciendo las pérdidas, la red de transmisión es clave para el equilibrio entre producción y demanda, su topología debe ser mallada para permitir un respaldo entre las centrales ante contingencias de manera que se comporte como si la producción y la demanda se encuentren en un mismo nodo y que no comprometan el funcionamiento y estabilidad de todo el sistema mediante equipos de medición, control y protección sofisticados. Es el eslabón de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución, sus componentes principales son las líneas de transmisión y subestaciones de transformación.

En general su voltaje de operación es elevado (230 Kv o 138 Kv) y su topología puede ser en anillo o radial. La red de transmisión tiene gran relevancia en el marco regulatorio de competencia facilitando el mercado mayorista como elemento de encuentro de los agentes del mismo. El desarrollo de las redes, su capacidad y conectividad a lo interno y externo de los países permite el establecimiento de mercados de la industria eléctrica regionales e internacionales.

Las líneas consisten en cables de aluminio con alma de acero suspendidos en torres que soportan el peso y la tensión de los cables así como las fuerzas externas que actúan sobre los cables y las torres. Se debe mantener la distancia mínima de seguridad entre sus componentes y el suelo, los anclajes sujetan los

cables por medio de cadenas de aisladores, en circuitos simples o dobles. La sección de los cables limita la capacidad de transmisión, al aumentar la corriente aumentan las pérdidas por efecto Joule; dándose una mayor dilatación y alargamiento del cable y mas cercanía al suelo.

El efecto corona o ruptura de la capacidad de aislamiento del aire entre los cables ocasiona pérdidas de energía y perturbaciones electromagnéticas que provocan interferencias en comunicaciones, esto se logra disminuir dividiendo cada fase en dos, tres o más cables denominados dúplex, triplex, etc.

La inductancia de la línea depende de la posición geométrica relativa de las tres fases sobre la torre. La capacitancia de la línea varía en función de la potencia trasegada. Así cuando las líneas están cargadas predomina el efecto inductivo consumiendo reactivo, éste estado de la línea se presenta en el día. Y cuando la carga es liviana, normalmente en la madrugada, la impedancia de la línea es mayor que la de la fuente, por tanto el efecto capacitivo es dominante haciendo que la línea “genere” energía reactiva. Este efecto es más fuerte en líneas subterráneas ya que no hay mucha distancia entre la línea y el terreno.

Red de Distribución.

La distribución es la última etapa de la energía procedente de las centrales es cuando llega al consumidor final, pasando por las redes que cubren áreas geográficas y tiene como parámetro importante la densidad de la carga, o sea la potencia a distribuir por unidad de área, así se puede mencionar que ventaja es la reducción de pérdidas por transmisión, lo que ha traído como aplicación especial esquemas de generación distribuida cercana a la carga.

Dependiendo del nivel de seguridad la red de distribución puede ser mallada especialmente a tensiones mayores, en tramos finales es más bien radial y puede contar cierta redundancia. La red de distribución reparte la energía entre los consumidores del sistema.

2.1.5. Estados operativos del sistema de potencia.

El requisito fundamental de un servicio confiable es mantener a los generadores síncronos operando en paralelo con capacidad adecuada para satisfacer la demanda y dentro de márgenes operativos adecuados.

Si por alguna razón una maquina se sale de sincronismo o debido a grandes variaciones de frecuencia y por consiguiente de velocidad, ocurren fluctuaciones en las líneas de transmisión que pueden provocar eventos y contingencias que pueden ocasionar daños en los equipos de la unidad generadora. El efecto sería mayor para el sistema si salieran varias maquinas de sincronismo a la vez, ya que este podría entrar en un estado de colapso.

En la figura 2.4 se muestran los diferentes estados operativos que puede llegar a tener un sistema eléctrico de potencia. La mayor parte del tiempo se opera en el **estado estable normal** donde se mantiene el voltaje y la frecuencia en condición nominal como resultado de los flujos de potencia activa y reactiva necesarios para mantener el balance entre la demanda y la producción conservando el margen de reserva necesario.

Cuando ocurren ciertos desbalances en el sistema como sobrecarga de transformadores o líneas operando alrededor de su límite térmico, aun podemos estar en **estado normal**, pero podría tenerse una disminución en el margen de reserva que lleve al sistema a un **estado de alerta** operando a valores nominales permitidos por un periodo de tiempo, dando oportunidad a que se den las acciones de control preventivo que lo retornen a su **estado estable normal**.

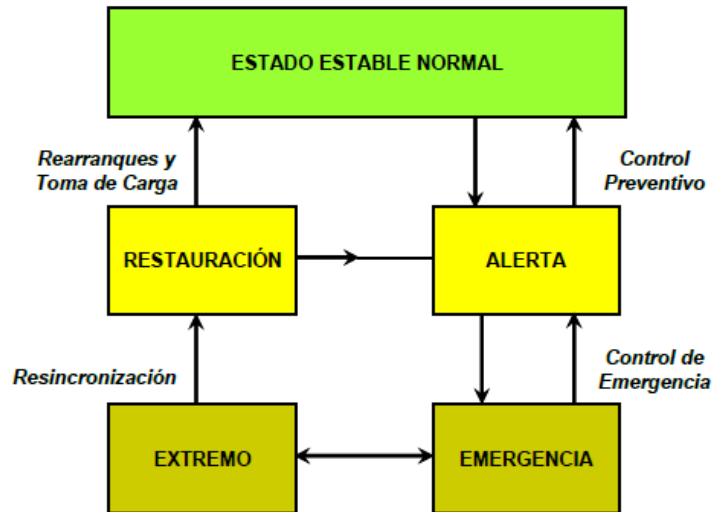


Fig.2.4.- Estados operativos de un sistema de potencia, muestra los diferentes estados que se pueden presentar en un sistema eléctrico.

Fuente: Seminario de AVR.

Si el control preventivo no fuera suficiente o en ese momento ocurre un disturbio grande el sistema puede pasar a un **estado de emergencia** mientras se mantiene el sincronismo y la generación sea igual a la carga, sin embargo algunos de los componentes podrían verse sobrecargados, de fallar uno de estos se puede perder sincronismo y provocar el colapso del sistema. Esta condición del sistema puede reducirse por medio del control de emergencia como: alivio de carga, desconexiones de carga fallada, re-enrutamiento de la energía o podría llegarse a desconectar carga por racionamiento.

Al no ser suficientes las acciones de control de emergencia se llega a un **estado extremo**, que podría dividir el sistema en islas, algunas de estas pudieran tener suficiente generación para llevar su carga, pero podrían sobrecargar los generadores. Debido a que la sobrecarga de generadores es un aspecto no tolerable, estos podrían salir de operación y provocar un apagón. La cadena de eventos y maniobras de un **estado normal** a un **estado extremo** puede durar unos segundos o quizá minutos, pero el proceso de llevarlo de nuevo a un estado normal es lento y puede tomar horas o días, para darse el **restablecimiento al estado estable normal**.

Se puede entender que existen mecanismos de interacción de **MW-Hz**, **MVAR-KV**, restricciones técnicas, problemas de flujo de carga, de despacho económico y estabilidad que pueden interferir con una sana operación del sistema eléctrico.

2.1.6. Regulación de un sistema eléctrico de potencia

El objetivo de los sistemas de regulación en un Sistema Eléctrico de Potencia es proveer en forma fiable la potencia demandada manteniendo la frecuencia y la tensión con los criterios de despacho económico adecuados. Para la regulación de frecuencia se cuenta con tres lazos de control o regulación interactuantes, dos de ellos se encargan del control de la frecuencia y el tercero asigna las potencias activas a cada unidad generadora en función de criterios de despacho económico y el flujo óptimo de potencias como sería el control de niveles de embalse, asignación de unidades térmicas según su consumo de combustible, etc.

El cliente o usuario final debe de contar idealmente en su instalación con un sistema trifásico balanceado de tensiones, con calidad en la forma de onda, nivel de tensión y frecuencia, no obstante estos parámetros no se mantienen constantes en el tiempo debido a las variaciones de la energía demandada por todos los usuarios de la red, averías, etc. El control del nivel de voltaje y su suministro es un problema a resolver primordialmente en forma local en la barra en que esté conectado, por el contrario la frecuencia es un asunto conjunto de todo el sistema que está interconectado. La frecuencia es un indicador sensitivo del balance de energía del sistema, de hecho es censada por los sistemas que controlan automáticamente la generación como los reguladores de voltaje, los gobernadores y los controles automáticos de generación.

2.1.7. Sistema de excitación.

La maquina sincrónica es un convertidor electromecánico de energía con un campo giratorio en el rotor cuyos devanados son excitados mediante la inyección de una corriente continua, lo que hace que en los devanados del estator o armadura con conexión en estrella circule corriente alterna, este efecto de la rotación del rotor hace que haya una velocidad relativa entre este y el estator. La conexión en estrella reduce los niveles de armónicos y por consiguiente las perdidas por calor. Si la conexión fuera delta entonces las armónicas se suman y las corrientes no son cero por lo que la corriente resultante calentara el sistema. En la figura 3.2 se muestra un esquema del generador sincrónico.

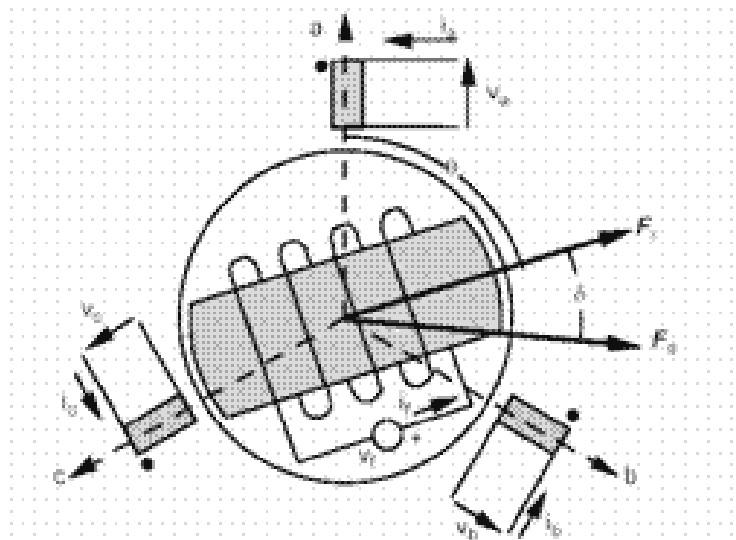


Fig.2.4.- Esquema del generador sincrónico, muestra los devanados estatóricos así como el ángulo de carga δ .

Fuente: www.wisphysics.es/.../central-hidroelectrica.jpg.

El rotor es esencialmente un electroimán, cuya construcción y disposición de polos puede ser de rotor cilíndrico de polos lisos o rotor de polos salientes. En este último cada polo sobresale de la superficie del rotor y son los usados principalmente en máquinas de baja velocidad como las hidroeléctricas. El rotor está sujeto a campos

magnéticos variables y se construye de láminas delgadas para reducir las pérdidas por corrientes parasitas.

En el modo de regulador automático, el voltaje generado es medido continuamente, rectificado e introducido como retroalimentación al controlador de excitación en donde se compara con un valor deseado (consigna de voltaje). Este error de voltaje es alimentado a un controlador PID o un control con amortiguamiento. En ambos casos se modifica el ángulo de disparo de los tiristores para controlar la corriente de campo del generador. Los reguladores de voltaje, además de ser utilizados para controlar el voltaje terminal de la máquina, también sirven para controlar el nivel de reactivo en las barras del sistema que están cercanas a la central.

2.1.7.1.- Tipos de Sistemas de Excitación.

Los reguladores pueden ser estáticos y de excitatriz utilizando un puente de tiristores y diodos para suministrar el voltaje de campo. En este caso se controla el ángulo de disparo de los tiristores para variar el voltaje de campo. Básicamente tenemos tres tipos de sistemas de excitación:

- ✓ **Autoexcitación:** en la cual la excitación se toma de los terminales de salida del generador.
- ✓ **Excitación propia:** en la cual la alimentación de la excitación se toma de un generador auxiliar montado sobre el eje del grupo turbogenerador.
- ✓ **Excitación independiente:** cuando la excitación se alimenta de una fuente externa.

Una variante dentro del primer tipo es utilizada para máquinas de pequeña capacidad y no requiere de AVR, los elementos más importantes son el devanado primario dependiente de la carga, el devanado primario independiente de la carga y el devanado secundario. Este tipo de excitación se utiliza en máquinas aprovechando en principio el flujo remanente del generador en donde es muy

importante la componente independiente de la carga y un circuito oscilante LC que al ir aumentando va incrementando también el voltaje generado hasta llegar a un valor. Una vez de que se conecta a la red el comportamiento dependerá de la condición de carga.

Otra configuración de la autoexcitación es muy utilizada para grandes generadores y la constituyen los sistemas estáticos que suministran la corriente de campo a través de anillos rozantes y escobillas. Estos sistemas presentan el inconveniente del desgaste de los carbones y la consecuente contaminación por suciedad que deteriora los aislamientos e incrementa la frecuencia de mantenimiento tanto para inspección de carbones, escobillas, anillos y limpieza para mejorar el nivel de aislamiento. La caída de tensión en las escobillas puede ser causa de pérdidas significativas de potencia por rozamiento y por calor al aumentar su resistencia.

Uno de los elementos más importantes de los sistemas estáticos es el transformador de excitación que alimenta al puente de tiristores que maneja directamente el campo del generador o bien en máquinas con excitatriz puede alimentar un puente de tiristores de menor capacidad cuya salida alimenta directamente al campo del generador. Otros elementos importantes de este tipo de sistema lo constituyen los interruptores de excitación inicial (31) y el interruptor de campo (41).

El interruptor de campo tiene la función de conectar y desconectar la excitación principal, el interruptor de excitación inicial (flashing) requiere de un banco de baterías y una resistencia limitadora, conecta al campo momentáneamente hasta que la tensión en los bornes del campo sea suficiente y conmute al regulador de voltaje para que este tome el control de la excitación, posteriormente es desconectado el 31. Si en un tiempo dado (normalmente 30 seg.) no se eleva el voltaje se aborta el proceso de excitación.

Los sistemas con base en excitación propia pueden ser de varios tipos, aunque en la actualidad el más usado es por medio de una excitatriz rotativa (brushless) con

diodos montados directamente al eje, esto permite el manejo de grandes corrientes en el campo del generador a partir de pequeñas corriente de campo de la excitatriz, reduciendo el tamaño de los tiristores, lo que es conveniente cuando existen atmosferas altamente corrosivas ya que no requiere de escobillas pues su devanado de campo está en el estator y la armadura trifásica o monofásica en el rotor, estas son pasados por cables de potencia en forma interna por el eje hasta llegar a un puente de diodos giratorios montados en el mismo. La fuente de alimentación a estos sistemas puede ser un generador de imanes permanentes acoplado al eje del grupo.

También está el sistema que utiliza un generador de corriente directa acoplado al eje donde el regulador de voltaje controlara la corriente de campo de este por medio de un reóstato o en forma automática por medio de tiristores, la salida del generador de corriente directa (CD) se alimenta directamente a las escobillas del generador principal.

El tercer sistema es utilizando la excitación independiente o separada, haciendo uso de una segunda red, que puede ser trifásica alimentando el puente de tiristores que, controlado por el regulador de voltaje, modificara la corriente del campo del generador principal a través de anillos rozantes y escobillas.

2.1.8. Funciones del Sistema de Regulación de Voltaje

Para garantizar un adecuado desempeño, para condiciones de estado estable, oscilaciones de pequeña señal y durante contingencias en la barra del sistema cercana a la unidad generadora, esta debe contar con un regulador de tensión capaz de:

- Mantener el voltaje terminal de la maquina en el valor de referencia y la relación de este con la carga reactiva en toda la región de operación. En caso de rechazo de carga y otros disturbios severos mantener el voltaje dentro de los límites

aceptables de trabajo, aunque se consideran aceptables como excepción los instantes inmediatamente posteriores al disturbio.

- Llevar a cabo una rápida excitación durante la puesta en operación del grupo sin sobrepaso en el voltaje terminal y tiempo de asentamiento adecuado.
- Presentar un desempeño adecuado a los comandos del operador o del sincronizador durante el periodo de conexión al sistema.
- Poseer una elevada velocidad de respuesta inicial ante variaciones de voltaje impuestas por la variación de carga, generación o conmutaciones dadas en el sistema.
- Mantener valores de voltaje de campo superiores al nominal de plena carga durante un cortocircuito trifásico en el lado de alta de la barra.
- Aplicar tensiones positivas y negativas al campo en valores superiores al básico de excitación para influenciar el torque de aceleración y mantener el sincronismo con el sistema de potencia incluso durante contingencias severas.
- Ser capaz de compensar parte de la caída de voltaje en la reactancia del transformador elevador y poseer la característica de compensación de reactivo adecuada cuando se comparta el transformador de salida con otras unidades.
- Limitar dinámicamente la corriente de excitación de acuerdo a la capacidad del sistema de excitación en regiones próximas a los límites de la curva de capacidad, mínimo y máximo, el límite de estabilidad y el límite de sobreflujo (**V/Hz**) independientemente de las necesidades interpuestas por el lazo de regulación de tensión.
- Evitar la sobrecarga térmica del devanado de campo del generador, el controlador electrónico deberá tener un limitador de máxima corriente de campo. Para mantener la capacidad de corto circuito del generador, el limitador operara

con un tiempo de retardo. Esta función se lleva a cabo por medio del **Limitador de la máxima excitación.**

- Proteger el excitador de corrientes excesivas durante acciones de control, el controlador electrónico deberá tener provisiones para mantener la corriente de excitación dentro del valor de techo inicial. La limitación deberá ser instantánea. Esta función se lleva a cabo por medio del **Limitador de la corriente de techo de excitación.**
- Evitar la falla de sincronización en el generador, el controlador electrónico deberá tener un limitador de corriente de excitación mínima. Deberá ser sintonizado al límite de la estabilidad del generador principal con margen de al menos 10%. En caso de un excitador rotativo en el circuito de campo, el limitador deberá tener compensación en la constante de tiempo del excitador. Esta función se lleva a cabo por medio del **Limitador de la excitación mínima.**
- Proteger al generador de sobreflujos. El compensador de sobre-flujo debe estar programado como una relación lineal entre el voltaje de generador y la frecuencia del mismo, debe forzar la excitación de tal forma que el generador se mantenga dentro de los límites establecidos. Esta función se lleva a cabo por medio del **Limitador de Sobreflujo (V/Hz)**

Los ajustes del regulador de voltaje deberán garantizar que las maquinas operen establemente con un sistema eléctrico barra infinita y en régimen de carga aislada, la velocidad de respuesta debe ser alta de manera que regulen por medio de cambios en la consigna del regulador ejecutados por el operador y ante variaciones del voltaje generado y de la potencia reactiva.

Deberá tener un controlador PID o similar sintonizable en función de las constantes de tiempo dominantes del proceso a controlar, de manera que proporcione una operación estable con márgenes satisfactorios dentro del rango a controlar. La función PID deberá ser condicionada cuando se alcancen los ajustes de la curva de capacidad

correspondientes a limitadores de máxima excitación, de mínima excitación o limitador de sobreflujo o cuando el limitador de la corriente de excitación este activado.

Dentro de los rangos de ajuste de los parámetros de control de los reguladores de voltaje y su respuesta se tienen los siguientes:

- ✓ Ajuste del Regulador Automático de Voltaje de 95 a 105% del Voltaje nominal.
- ✓ Rango de Ajuste del Regulador Manual de 20% a 120% de la corriente campo nominal.
- ✓ Ganancia global del sistema de excitación: de 50 a 800 p.u.
- ✓ Margen de ganancia: de 2 a 20 dB.
- ✓ Margen de fase: de 20 a 80 grados.
- ✓ Ancho de banda: de 0.3 a 12 Hz.
- ✓ Sobretiro o sobre elongación: de 0 a 30%.
- ✓ Ganancia proporcional "Kp": de 0 a 100%
- ✓ Ganancia integral "Ki": de 0 a 1/50 de segundo.
- ✓ Ganancia derivativa "Kd": de 0 a 30 segundos.

El sistema de excitación debe estar diseñado, sintonizado y probado acorde a la norma **IEEE 4218**. Los parámetros de la respuesta transitoria a un escalón de $\pm 5\%$ en la condición sin carga deberán dar un sobrepaso máximo de 25%, un tiempo de subida menor a 0,9 segundos y un tiempo de asentamiento menor a 1,5 segundos, la respuesta a un escalón y los márgenes de estabilidad deberán ser verificados y documentados durante la puesta en marcha. La señal de salida del regulador será referencia para el control de ángulo de disparo de los convertidores duales de tiristores. En la figura 2.5 se muestra la respuesta a un escalón de tensión de un 5% en la consigna de voltaje.



Fig.2.5.- Respuesta de un sistema de excitación a un escalón de voltaje de un 5%, donde se muestra el tiempo de subida, máximo sobrepaso y tiempo de asentamiento.

Fuente: Realizado por los sustentantes.

Según la norma **IEEE 421** los sistemas de excitación deberán proporcionar en forma continua una corriente de excitación en el campo principal de al menos el 20% sobre la corriente de excitación actual con carga máxima del generador, factor de potencia nominal y sobrevoltaje dentro el rango de frecuencia 59 a 61 Hz. El voltaje de techo del campo principal deberá ser al menos 200% del voltaje de campo para carga máxima del generador, factor de potencia nominal y de sobrevoltaje en el rango de frecuencia 59 a 61 Hz.

El excitador deberá mantener por 10 segundos un voltaje de 70% del valor nominal y una corriente de excitación de al menos el 100% del valor nominal con potencia reactiva (sobree excitada) igual a la potencia nominal.

En cuanto al Regulador Automático de Corriente de Excitación o Regulación Manual. El controlador electrónico deberá ser proporcionado con un regulador automático de la corriente de excitación como respaldo al regulador automático de voltaje. El valor de referencia tiene que ser establecido automáticamente con valor prefijado sin carga cuando la unidad este detenida o antes de iniciar la excitación inicial. Esto es preferido en caso de que el controlador no tenga otras previsiones para evitar el alto voltaje del generador sin carga.

Se realizara transferencia de regulador automático de voltaje a regulador de corriente de campo (Regulador Manual) en caso de que falle el sensado de voltaje generado o bien por orden del operador. Cuando se cambia el modo entre Manual y Control de Voltaje Automático o viceversa, el controlador deberá tener previsiones para balanceo automático. La desviación entre el valor de referencia cuando es activado y el valor actual de control deberá ser menor de $\pm 0,5$ % del valor actual de control. Para la transferencia de Manual a Automático el regulador debe balancear el voltaje en forma automática antes de realizar la transferencia.

2.1.9. Transformador de excitación

Deberá ser trifásico de tipo seco, enfriado por aire con aislamiento en los devanados de epoxy o similar con el mismo nivel de seguridad. La impedancia de corto circuito del transformador deberá ser adecuada para evitar $\frac{dl}{dt}$ excesivos en los tiristores del excitador.

El transformador de excitación deberá tener una conexión delta/estrella aterrizada. Los devanados primarios deberán ser diseñados para la conexión a los terminales de voltaje del generador. El voltaje secundario deberá ser diseñado con alcance amplio del voltaje de techo. La potencia del transformador deberá tener tolerancias adecuadas de carga extra por las corrientes armónicas causadas por la carga del convertidor. Las deformaciones del voltaje secundario, producto de la operación del convertidor, no deberán causar excesivo envejecimiento del aislamiento. Los devanados secundarios

del transformador deberán contar con equipo de monitoreo de temperatura con señal de alta temperatura y alarma a temperaturas críticas.

2.1.10. Soporte de tensión en los nodos del sistema.

La factibilidad de transmitir potencia entre dos nodos está ligada al soporte de tensión en ambos extremos y que se mantenga en rangos permisibles y aceptables acorde a los criterios de seguridad operativa. La estabilidad de tensión es un fenómeno local directamente relacionado con los flujos de potencia reactiva y su impacto en el sistema, en función de su localización y la topología de la red.

El control de voltaje depende de las fuentes de compensación de potencia reactiva cercanas a algún nodo específico, estas fuentes están constituidas tanto por los generadores y sus respectivos AVR, ya sea operando como generador o como condensador sincrónico, así como otros equipos como transformadores reguladores, Bancos de Condensadores y de Reactores, Compensadores estáticos de VARS (SVC), Capacitores y de Reactores controlados por tiristores, compensación Serie, FACTS, etc.

Al definirse la carga en función de la potencia activa y factor de potencia, su variación provocara variaciones de tensión. Conforme va aumentando la carga se tendrá una caída en la tensión, si la potencia está normalizada respecto a la potencia máxima de transmisión a factor unitario se tiene una característica P-V dándose factores de sensibilidad de voltaje en los nodos respecto a una referencia, proporcionan la información del efecto que producen sobre las variables controladas las variables manipuladas y son función de la distancia eléctrica.

Para cargas pequeñas cuando la carga es capacitiva la tensión tiende a aumentar y decrecerá al ser inductiva, para cargas grandes la tendencia es decreciente, debido al desacople que se da entre el flujo de potencia activa y la tensión, cargándose las líneas

y dándose inestabilidad de tensión. Debido al perfil de dicha característica es conocida como curva de nariz la cual se muestra en la figura 2.6.

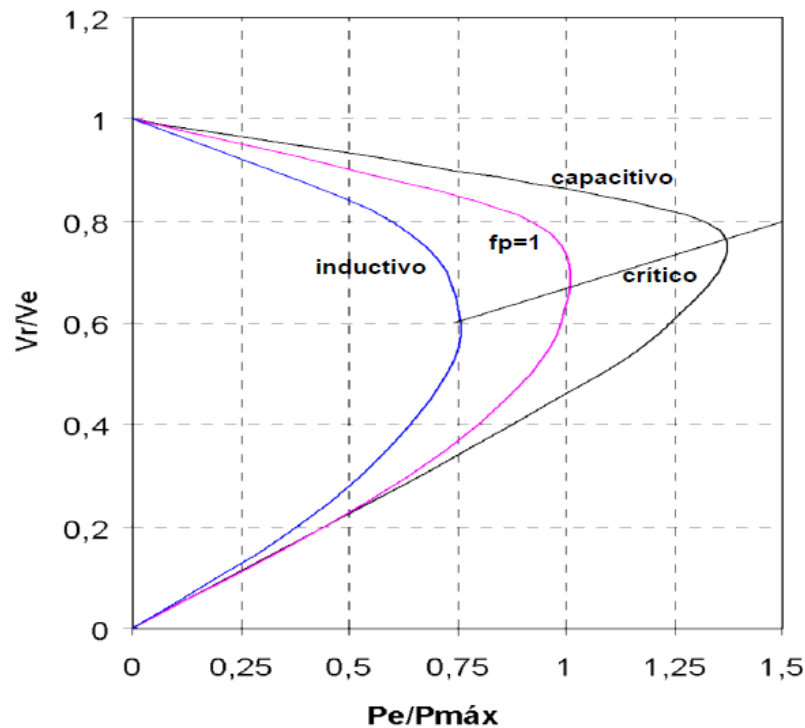


Fig.2.6.- Característica de nariz, muestra la influencia del flujo de potencia reactiva en estabilidad transitoria. Fuente: esquema realizado por los sustentantes.

Esta característica se determina a partir de simulación de flujos de potencia dándose un límite o punto crítico para cada condición más allá del cual sería imposible la transmisión de potencia activa. La tensión caerá más rápidamente si es más inductiva la carga. La inestabilidad de tensión puede aparecer en sistemas débiles o en sistemas muy cargados con altos flujos de potencia cuyas fuentes de producción se encuentren alejados de los centros de carga, ya que las pérdidas en la transmisión van degradando el perfil de voltaje en la red.

El método de la curva P-V en régimen permanente sugiere que por cada aumento de carga deben de redespacharse adecuadamente las fuentes de generación para compensarlo. Cuando el sistema requiere que las líneas se recarguen más allá del SIL (*Surge Impedance Loading*), estas consumirán parte de la potencia reactiva entre sus

extremos provocándose flujos de potencia reactiva en los generadores cercanos a los nodos de carga, esto puede también solventarse mediante los métodos de compensación de reactivo mencionados anteriormente.

Para los análisis de seguridad operativa también es útil la característica Q-V que se muestra en la figura 2.7 que representa la potencia reactiva que debe entregarse o consumirse en algún nodo bajo prueba. Además suministra la información de la potencia reactiva o capacidad de soporte de tensión en determinada subestación para afrontar contingencias, mostrando el comportamiento de la tensión al modificar la potencia reactiva. El punto crítico de la curva P-V, figura 2.6, coincidirá con el punto de inflexión de la característica Q-V que indica cuando el margen de reserva de potencia reactiva es nulo.

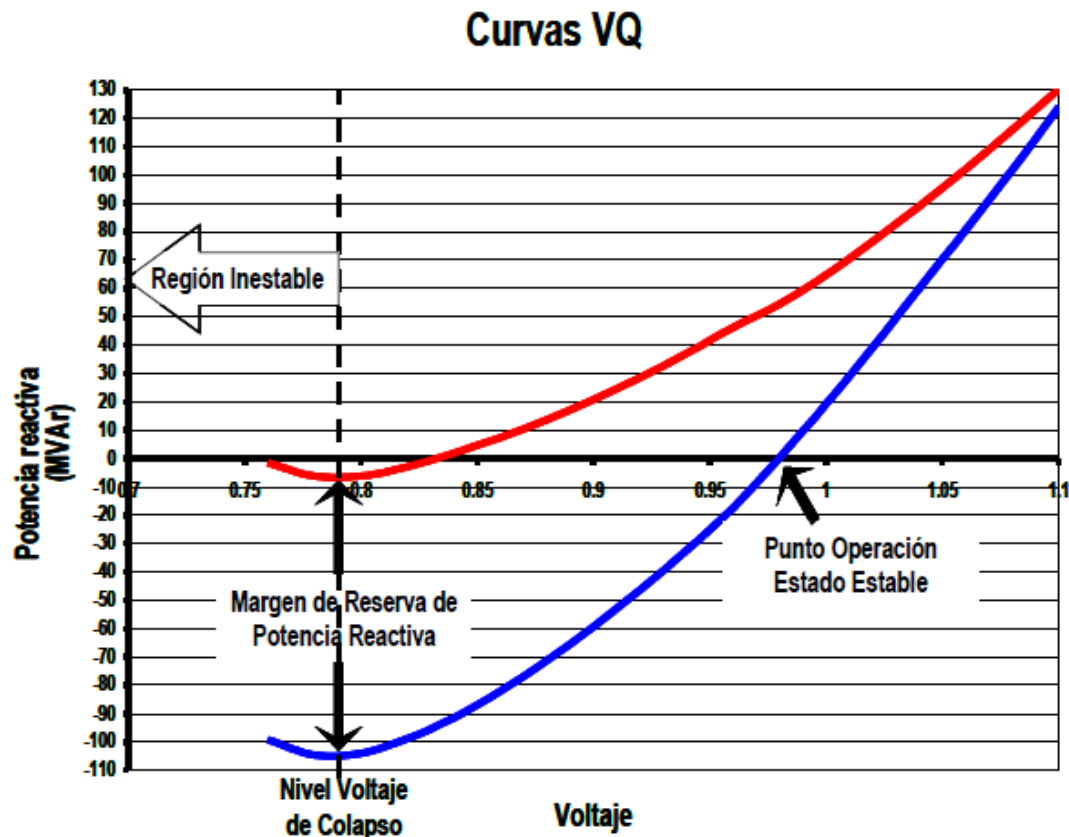


Fig.2.6.- Característica Q-V, suministra la información de la potencia reactiva o capacidad de soporte de tensión en determinada subestación para afrontar contingencias.

El margen de reserva de potencia reactiva es una medida de la proximidad de un colapso de tensión, que representa la inestabilidad en sistemas fuertemente cargados que llevan tendencias decrecientes en el voltaje en los nodos y a un eventual colapso del sistema. La operación confiable y segura de un sistema de potencia requiere de una adecuada planificación y acciones de control que prevengan este colapso de voltaje, el margen de reserva es la cantidad de carga adicional que podría llevar el sistema a colapsar. El colapso de voltaje es el resultado de una serie de eventos, inestabilidad de tensión y un bajo perfil del mismo en un área extensa del sistema eléctrico.

Para efectos del soporte de voltaje las funciones importantes que deben realizarse continuamente en la operación de sistemas de potencia son:

- Ajuste del Perfil de tensión en los nodos de carga.
- Supervisión del Flujo de Potencia Reactiva en los enlaces importantes.
- Administración de las Reservas de Potencia Reactiva.

2.1.11. Sistemas de control de velocidad o gobernadores.

La función de un gobernador en una central eléctrica es mantener constante la velocidad del turbogenerador y así mantener la frecuencia del voltaje generado en el valor deseado, ya que la frecuencia es proporcional a la velocidad angular de la maquina. Dicha proporcionalidad viene dada por el número de polos del generador.

Al producirse una variación en la carga de la turbina se modifica el par resistente que actúa sobre ella, lo que trae como consecuencia una variación en la velocidad. Si el par aumenta, la velocidad disminuye y si el par disminuye la velocidad aumenta. Por eso se debe adaptar el funcionamiento de la turbina a este par resistente, esto se logra graduando la entrada de agua a la turbina variando así el caudal, para obtener la potencia requerida y así mantener la velocidad nominal.

El gobernador tiene la misión de lograr el balance para que se mantenga la velocidad sincrónica para diferentes valores de carga. El gobernador es una combinación de dispositivos y mecanismos que detectan la diferencia en el valor de la velocidad real y de la velocidad nominal de una turbina y luego desarrollan las acciones de corrección correspondientes para mantener nula dicha diferencia.

Cada generador del sistema debe ante un evento en el sistema eléctrico tener una característica de sensibilidad ante variaciones de frecuencia que le permita contribuir al balance de potencia mecánica y eléctrica así como minimizar la desviación de frecuencia, esta contribución dependerá de la capacidad de la unidad, su reserva rodante y el ajuste del gobernador para realizar esta acción. Esta característica del gobernador se puede definir como estatismo permanente o caída de velocidad, que es el cambio en la apertura de los alabes debido a una variación de velocidad, si la velocidad disminuye, la apertura de alabes aumenta. Existen dos tipos de caída de velocidad:

- **Caída permanente de velocidad:** se mantiene invariable hasta que la acción del compensador sea completada.
- **Caída temporal de velocidad:** ocurre en caso de que el compensador este bloqueado y la caída permanente de velocidad está inactiva.

También existe una banda muerta en la velocidad para la cual el gobernador no cambia la dirección de la acción de control sobre los alabes. Los gobernadores diseñados acorde al tipo de turbina que van a controlar, así el de una turbina Francis es de mando simple, el de la Kaplan de mando doble y el de Pelton mando múltiple.

Paralelo de unidades generadoras se desarrollaron sistemas de control eléctrico para procesar las señales que componen del controlador. Así aparecen los gobernadores electro-hidráulicos que utilizan un transductor para acoplar las señales eléctricas al actuador hidráulico del sistema. Este sistema se sigue mejorando día a día, gracias al avance en la electrónica, los métodos computadorizados y los sistemas hidráulicos.

El actuador opera directamente sobre la válvula de distribución, de acuerdo a las señales provenientes del control eléctrico. Estas señales son procesadas por el transductor electro-hidráulico, y convertidas a señales hidráulicas que al final del proceso moverán a los alabes. Además se desarrollaron sistemas de control manual para ajustar los valores deseados de velocidad y potencia para la operación del turbogenerador.

Al principio se utilizaron detectores de velocidad y otros parámetros de tipo mecánico, cuya señal de salida era convertida a una señal eléctrica, la cual es procesada por el cerebro del controlador, el cual envía una señal eléctrica de corrección hacia el transductor electro-hidráulico.

Tipos de Gobernador

Existen varios tipos de gobernador entre los que están el tipo tacométrico, el tipo acelerométrico y el tipo Proporcional, Integral y Derivativo (PID) paralelo.

El gobernador tacométrico: sensa la desviación en la velocidad o frecuencia del turbogenerador con respecto al valor nominal de consigna, produciendo una señal que combinada con las referencias deseadas la velocidad, con la caída permanente de velocidad y posición de alabes produce una acción de corrección que es amplificada hidráulicamente para mover los alabes. El gobernador tacométrico con caída temporal de velocidad tiene una realimentación de la relación de carrera de servomotor, cuyos efectos bajan exponencialmente en función del tiempo, esta señal es combinada con las otras mencionadas anteriormente, para posicionar los alabes de la turbina.

El gobernador acelerométrico: sensa además de la velocidad, la aceleración del turbogenerador y la combina con las otras señales para dar una señal de salida, que posicionara a los alabes.

El gobernador tipo Proporcional, Integral y Derivativo (PID): el control de la potencia de la maquina es realizando de acuerdo a los valores de las ganancias y constantes de tiempo de los componentes proporcional, integral y derivativo, suministrando el valor de ajuste necesario para lograr una apertura de los alabes, efectuando un cálculo en el bloque controlador PID de acuerdo a la señal de desviación de frecuencia.

Los valores de los parámetros PID se ajustan de acuerdo al modo de operación de la máquina, sea este en vacío, carga aislada o conectado a la red barra infinita. El modo de operación es conmutado de acuerdo a la posición "conectado" o "desconectado" de interruptor de salida de la maquina. El controlador tipo PID utiliza señales de realimentación de potencia y de velocidad, las cuales son comparadas con los valores de referencia respectivos, para calcular la acción de control a ejecutar. Este tipo de gobernador incluye un modulo limitador de potencia de la máquina para mantener la potencia o la posición de alabes constante, a pesar de las fluctuaciones de carga y frecuencia que tenga el sistema. Con el propósito de tener control del sistema, este se divide en áreas de control que pueden considerarse las fronteras entre las compañías eléctricas, el intercambio neto de potencia en las líneas de transmisión de un área es la diferencia entre la generación y la carga de cada área. En la figura 2.7 se encuentran también representadas las diferentes áreas de control que componen el sistema interconectado, y en una de ellas se está conectando a manera de ilustración un generador, su turbina, sus reguladores de voltaje y el gobernador, así como otros componentes.

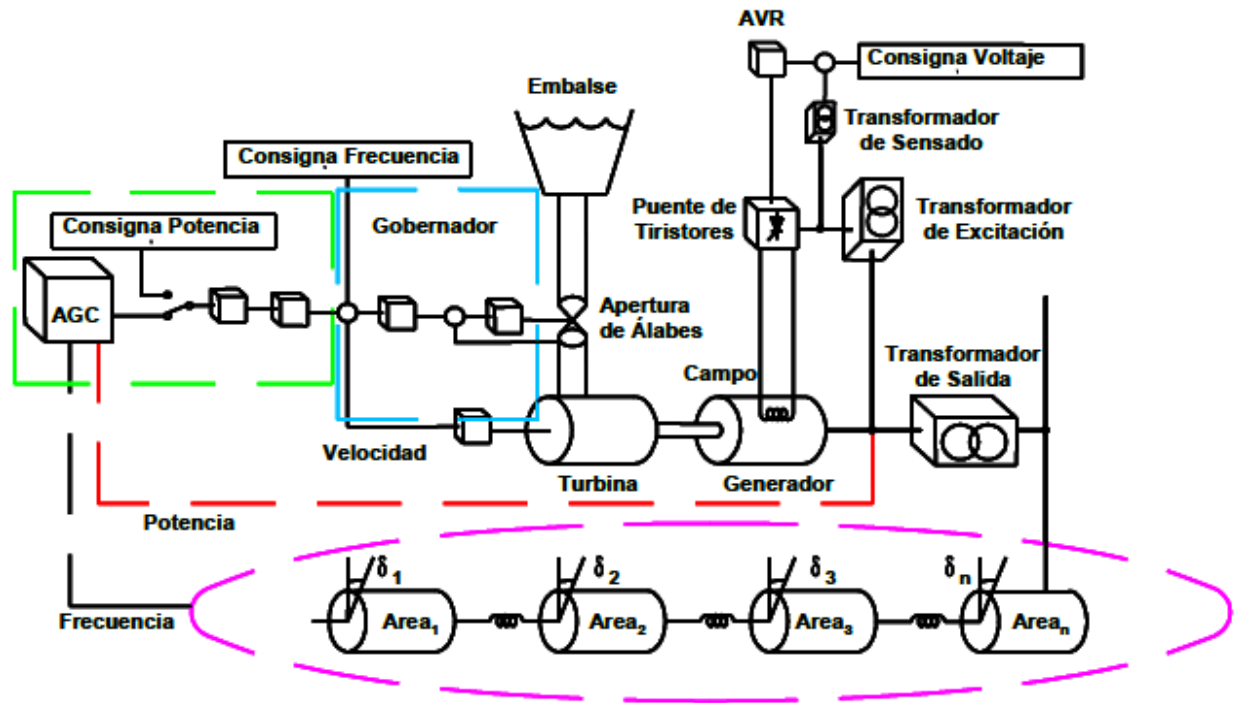


Fig.2.7. Control automático de generación en un sistema de potencia en la que se muestran diferentes áreas de control que lo conforman.

Los intercambios de energía que se programen entre las diferentes áreas están regida para que cada uno cumpla con la responsabilidad de absorber sus variaciones de carga y como se trata de un sistema interconectado también se espera que participe y comparta la regulación de la frecuencia.

La frecuencia presenta un comportamiento global en todo el sistema y es una manifestación del desbalance entre generación y demanda en el sistema eléctrico, la regulación de frecuencia es ejecutada tanto en forma primaria por aquellas maquinas con la capacidad y cuyos gobernadores de velocidad estén adecuadamente ajustados, como la regulación secundaria ejecutada por el control automático de generación.

Adicionalmente este también debe tener en cuenta los flujos de intercambio de ese sistema con las áreas vecinas, el seguimiento de la demanda, el despacho económico y también la corrección del error de tiempo, para esto actuara en

función del error de control de área que es calculado por el **AGC** y utilizado para corrección secundaria mediante consignas de potencia a las unidades.

Para compensar este error el **CCE** debe enviar órdenes a los generadores dentro de su área para variar la potencia de salida de las mismas de forma que se restaure la frecuencia del sistema en el valor deseado, obviamente con algún grado de tolerancia. La medición, telemetría, procesamiento y funciones de control se coordinan dentro de cada área por medio de un sistema de Control Automático de Generación que es llevado a cabo en un computador en el centro de control de cada área.

El regulador automático de voltaje se encargara de controlar la magnitud del voltaje terminal del generador, aunque los controles de excitación pueden tener modos de regulación de factor de potencia o de reactivo, estos no son considerados deseables y se debe de mantener el regulador de voltaje. Existe una interacción entre el voltaje y la potencia reactiva.

Todos los equipos eléctricos y electrónicos son diseñados para un voltaje definido, si este sufre desviaciones los aparatos pueden incluso ver reducida su vida útil, como ejemplo el torque de un motor eléctrico es proporcional al cuadrado del voltaje de operación. Sin embargo, los equipos son más tolerantes a desviaciones de voltaje que de frecuencia.

En el sistema eléctrico las pérdidas en las líneas de transmisión son función de los flujos de potencia activa y reactiva, pueden ser minimizadas escogiendo un flujo óptimo lo que depende de cómo controlemos el voltaje en los extremos. Esto puede lograrse controlando la excitación de los generadores en esa línea, reguladores de voltaje por TAPS en transformadores, también por medio de bancos de capacitores o reactores en subestaciones, y hoy día se podrían utilizar compensadores estáticos de reactivo.

El **AGC** supervisa las señales de frecuencia del sistema y las potencias respectivas para cada unidad, generando un error de control de área que modificara la potencia activa de esa unidad específica, enviando señales a través de un lazo de control del gobernador llamado **lazo de regulación secundaria**, que envía una consigna al controlador de posición de alabes si se trata de una planta hidroeléctrica o un controlador de flujo de combustible si es una planta térmica, en ambos casos se modificara el torque de la maquina variando la potencia activa de salida del generador. Cuando el gobernador está en modo local la regulación secundaria la lleva a cabo el operador de la planta mediante una consigna de potencia.

2.1.12. Estatismo.

Con el fin de permitir la operación en paralelo de generadores la característica que gobierna la relación frecuencia-potencia de salida de cada máquina tiene una pendiente negativa (acción reversa), o sea un aumento en la carga produce un decremento en la velocidad o frecuencia y se llama característica estatismo.

Los gobernadores cuentan con ajustes de estatismo o caída de velocidad que ajustan la rigidez o flexibilidad que va a tener esa unidad para cooperar ante un evento en el sistema, de manera que cada unidad aporte potencia activa cuando se tienen desviaciones de frecuencia en el sistema. Si aumenta la potencia eléctrica demandada de un generador, se da un efecto de freno en el primotor, por el contrario si la potencia demandada disminuye se da una aceleración del generador.

Al haber variado la frecuencia debido a la pérdida de generación, se da una reacción de regulación primaria de los gobernadores como resultado del cambio en la velocidad angular dependiendo del ajuste de estatismo permanente o caída de velocidad de cada gobernador cuya respuesta final logra la recuperación de parte de la frecuencia al estabilizarse, no obstante queda un error de estado estable por tratarse de un control proporcional y cuyo valor es proporcional al ajuste de estatismo global del sistema.

Aunque algunos gobernadores tienen una respuesta más rápida siempre tendrán un error de estado estable proporcional al estatismo de ajuste, lográndose un equilibrio entre P_e y P_m en una frecuencia diferente de la nominal.

$$\frac{d\Delta f}{dt} = \frac{(\Delta P_m - \Delta P_e)}{2H} = 0$$

$$\Delta f_{eq} = f_f - f_i = \frac{-\Delta P_m}{\frac{1}{R}}$$

Si el ajuste de estatismo es bajo entonces las unidades generadoras serán más sensibles a la variación de frecuencia que unidades con ajuste mayor.

El error inicial y final del regulador será:

$$e_i = \omega_{ref} - \omega - R\Delta P - \omega_T$$

$$e_f = \omega_{ref} - \omega - R\Delta P = 0$$

La acción de la regulación primaria está directamente relacionada con el ajuste de potencia mecánica y tratará de restaurar el equilibrio de $P_m - P_e = P_{acc} = 0$. Como se mencionó la frecuencia es indicador del desbalance de energía entre generación y demanda, cuando se logra este balance la frecuencia puede estar en un valor diferente al nominal y este error de frecuencia será proporcional al valor de estatismo permanente.

Esta reacción va a causar un desbalance en los flujos de potencia programados en las interconexiones, lo que puede causar sobrecargas, operación cercana a límites térmicos e incluso colapsos de tensión, situación que afectará al negocio en el mercado eléctrico, por lo que hace necesario un control suplementario para llevar los flujos de intercambio y la frecuencia a los valores programados.

El estatismo es el cambio de velocidad angular a pasar de una carga cero a 100% de carga, la cual puede ser expresada de la siguiente manera:

$$R = \frac{W_o - W}{W_n} \quad \text{Ec.2.1}$$

donde: R = *Estatismo del regulador p.u.*

W_o = *velocidad angular con carga cero*

W = *velocidad angular a plena carga.*

W_n = *Velocidad angular nominal.*

$$R = \frac{f_o - f}{f_n} \quad \text{Ec.2.2}$$

f_o = *frecuencia con carga cero.*

f = *frecuencia a plena carga.*

f_n = *frecuencia nominal.*

$$R = \frac{\left(\frac{P_n}{P}\right) * (f_o - f')}{f_n} \quad \text{Ec.2.3}$$

P = *potencia generada.*

f' = *frecuencia correspondiente a la carga P .*

2.2.- MODELO MATEMÁTICO DEL SISTEMA TURBINA-GENERADOR DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Un generador accionado por una turbina, puede ser representado por una gran masa rotativa de dos torques opuestos, como se observa en la siguiente figura 2.8.

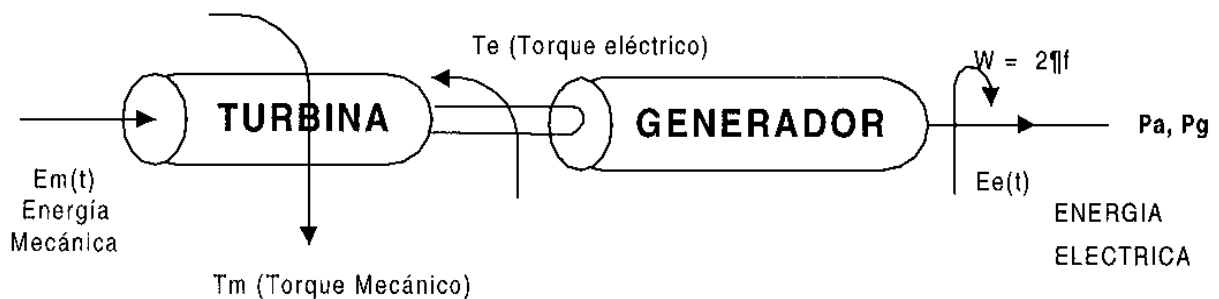


Figura 2.8.- Conversión de energía mecánica en eléctrica

Cuando la carga eléctrica del sistema crece, es decir:

$$T_{e(t)} > T_{m(t)} \quad \text{Ec.2.4}$$

Entonces la velocidad mecánica de la máquina rotativa disminuye. Cuando la carga eléctrica del sistema decrece, es decir:

$$T_{e(t)} < T_{m(t)} \quad \text{Ec.2.5}$$

Entonces la velocidad mecánica de máquina rotativa aumenta. Cuando la carga eléctrica del sistema no varía, es decir:

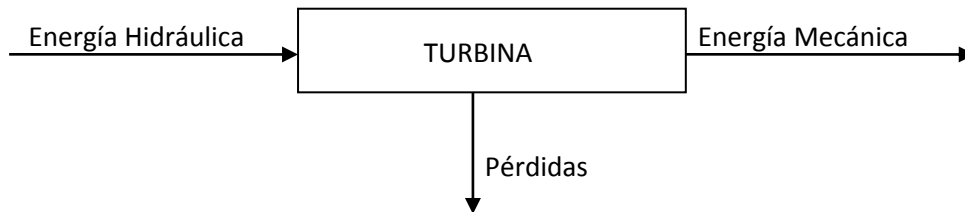
$$T_{e(t)} = T_{m(t)} \quad \text{Ec.2.6}$$

Entonces la velocidad mecánica de la máquina permanece constante.

Por lo tanto, esta variabilidad en los cambios de torques en función de las cargas del sistema, es posible controlar usando un sistema de control de velocidad.

2.2.1- Modelo matemático de una turbina.

Una turbina hidráulica es capaz de transformar energía hidráulica en energía mecánica.

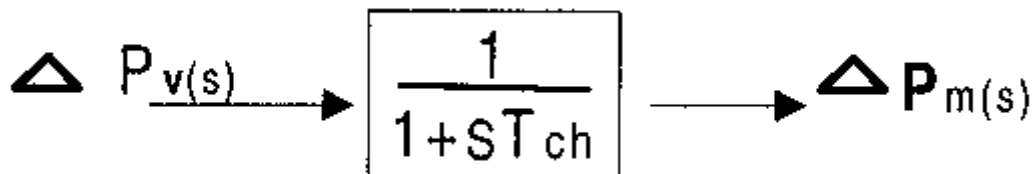


Los parámetros y variables considerados en el modelo de una turbina son los siguientes:

T_{ch} = Constante de tiempo o constante de tiempo de la carga

ΔP_v = Cambio pu de la posición nominal de la válvula de admisión.

Con estos datos tenemos al siguiente diagrama de bloques:



Para cuantificar la energía hidráulica se cuenta con un equipo Moto - Bomba.

De tal forma que la potencia hidráulica se obtiene de:

$$N_H = \frac{\gamma Q_B H_N}{76} [H.P] \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

$$\gamma = \text{Peso específico}, \frac{K}{M^3}$$

$$Q_B = \text{Caudal de la Bomba} \frac{M^3}{seg}$$

$$H_N = \text{Altura Neta, m. c. a}$$

a) Altura Neta

La energía de impacto del chorro libre sobre el álabe (cuchara) para una turbina Pelton, corresponde a la altura dinámica del chorro. Dicha altura es llamada "Altura Neta". (H_N)

$$H_N = \frac{C^2}{2g} [m. c. a] \quad \text{Ec.2.7}$$

Donde:

$$C = \text{es la velocidad media del flujo a la salida de la tobera} \frac{m}{seg}$$

Entonces para el área total de la tobera la ecuación es de la siguiente manera:

$$H_N = \frac{Q^2}{2gA_T^2} \quad \text{Ec.2.8}$$

Donde:

$$Q = \text{caudal de impacto} \frac{m^3}{seg}$$

$$A_T = \text{área a la salida de la Tobera, } m^2$$

De esta forma el rendimiento de la turbina es:

$$\eta_T = \frac{F \times M \times 76}{\gamma \times Q_B \times H_M \times 2370}$$

Ec.2.9

b) Velocidad específica.

Para una turbina Pelton con un solo chorro, su velocidad específica es:

$$M_s = \frac{M \sqrt{N_e}}{H_n^{5/4}}$$

Ec.2.10

M = velocidad del rodete, r.p.m.

N_e = potencia mecánica (H.P).

H_N = altura neta, m.c.a

c) Velocidad del chorro

La velocidad del chorro evaluado a la salida de la tobera es:

$$C = K_T \sqrt{2g H_N}$$

Ec.2.11

K_T = coeficiente de la tobera. (aprox. 0.95 – 0.98)

d) Velocidad en rpm.

Es frecuente expresar la velocidad en r.p.m. (revoluciones por minuto) en cuyo caso se le denomina con la letra n . La relación en radianes y la velocidad en r.p.m. está dada por la fórmula:

$$\Omega = n * \frac{2\pi}{60}$$

Ec.2.12

2.2.2. Modelo matemático de un generador.

Antes de formular los modelos matemáticos de los elementos rotativos del generador es necesario proponer algunas definiciones importantes, como son:

P_a = Potencia activa.

P_g = Potencia generada.

ω = Velocidad rotacional de la máquina (rad/seg)

α = Aceleración rotacional.

δ = Angulo de fase de la máquina rotativa.

$T_{ne(t)}$ = Torque acelerante neto de la máquina.

$T_{m(s)}$ = Torque mecánico que ejerce la turbina.

$T_{e(t)}$ = Torque eléctrico que ejerce el generador.

$P_{ne(t)}$ = Potencia acelerante neta.

$P_{m(t)}$ = Potencia mecánica de entrada.

$P_{e(t)}$ = Potencia eléctrica de salida.

I = Momento de inercia de la máquina.

M = Momento angular de la máquina.

Todos los valores de condición iniciales son descritos con "o", por ejemplo: $\omega_o, T_{e0}, etc.$

Todas las variaciones de sus valores nominales estarán descritos con “ Δ ”

Por ejemplo: $\Delta\omega$, ΔT_e ; etc.

Relaciones matemáticas básicas

$$T_{ne(t)} = I\alpha$$

Ec.2.12

$$M = \omega I$$

Ec. 2.13

$$P_{ne(t)} = \omega P_{ne(s)} = \omega(I\alpha) = M\alpha$$

Ec.2.14

Asumiendo que la máquina tiene ω_0 y δ_0 entonces se tiene:

$$\omega = \omega_0 + \alpha t$$

Ec.2.15

Entonces:

$$\Delta\delta = \int (\omega_0 + \alpha t) dt - \int \omega_0 dt$$

ángulo absoluto

ángulo de referencia

De donde:

$$\Delta\delta = \frac{1}{2\alpha t^2}$$

Ec.2.16

La velocidad nominal $\Delta\omega$, puede ser expresada como:

$$\Delta\omega = \alpha t = d(\Delta\delta)dt$$

Ec.2.17

La relación entre la desviación del ángulo de fase, velocidad y torque acelerante es:

$$T_{ne(t)} = I\alpha = \frac{Id}{dt(\Delta\omega)} = \frac{Id^2(\Delta\delta)}{dt}$$

Ec.2.18

La relación entre la potencia neta acelerante, mecánica y eléctrica es:

$$P_{ne(t)} = P_{m(t)} - P_{e(t)}$$

Ec.2.19

El cual escrito en función de las condiciones iniciales, tenemos:

$$P_{ne(t)} = P_{neo} + \Delta P_{ne(t)}$$

Ec.2.20

Donde:

$$P_{neo} = P_{mo} - P_{eo} \text{ y}$$

$$\Delta P_{ne(t)} = (\Delta P_{m(t)} - \Delta P_{e(t)})$$

Entonces:

$$P_{ne(t)} = (P_{mo} - P_{eo}) + (\Delta P_{m(t)} - \Delta P_{e(t)})$$

Ec.2.22

Similarmente se obtienen para los torques

$$T_{ne(t)} = (T_{mo} - T_{eo}) + (\Delta T_{m(t)} - \Delta T_{e(t)}) \quad \text{Ec.2.23}$$

De la ecuación (3) podemos obtener la siguiente relación:

$$P_{ne(t)} = P_{neo} + \Delta P_{ne(t)} = (\omega_o + \Delta\omega)(T_{neo} + \Delta T_{ne}) \quad \text{Ec.2.24}$$

De las ecuaciones (10) y (11) se obtiene:

$$(P_{mo} - P_{eo}) + (\Delta P_m - \Delta P_e) = (\omega_o + \Delta\omega)[(T_{mo} - T_{eo}) + (\Delta T_m - \Delta T_e)]$$

Asumiendo que en el estado inicial:

$$P_{mo} = P_{eo}$$

$$T_{mo} = T_{eo}$$

Entonces:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_o (\Delta T_m - \Delta T_e) \quad \text{Ec.2.25}$$

De la ecuación (7) tenemos:

$$(T_{m0} - T_{e0}) + (\Delta T_m - \Delta T_e) = \frac{Id}{dt(\Delta\omega)} \quad \text{Ec.2.26}$$

Puesto que $T_m = T_e$ podemos combinar las ecuaciones (14) y (15) y conseguir:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \frac{\omega_0 I d}{dt(\Delta\omega)} = \frac{M d}{dt(\Delta\omega)}$$

Transformando en función de Laplace se tiene:

$$\Delta P_m - \Delta P_e(s) = M_s \Delta\omega(s) \quad \text{Ec.2.27}$$

$$\Delta\omega(s) = \frac{1}{M_s [\Delta P_m(s) - \Delta P_e(s)]}$$

Ec.2.28

De donde se obtiene la figura 2.9.

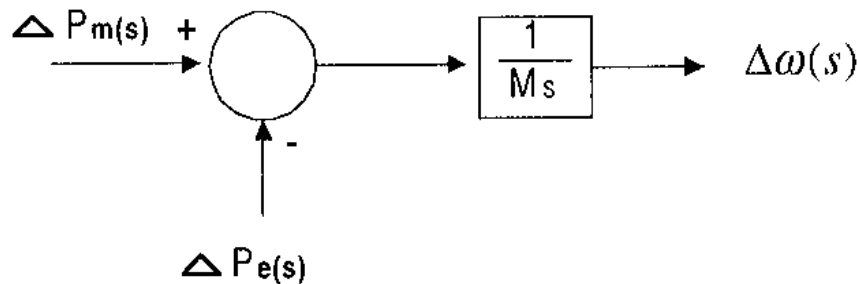


Figura 2.9.- Relación entre las potencias mecánica y eléctrica y el cambio de velocidad.

2.2.3. Modelo matemático de la carga.

Las cargas de un sistema de potencia dependen de la demanda de los equipos eléctricos. Algunas de ellas (conexión y desconexión de las cargas: industrial, residencial, comercial, etc.) son puramente resistivas, unos son motores con características de frecuencia y potencia y además de otras características. Puesto que la carga de los motores domina gran porcentaje de la carga del sistema eléctrico, hay la necesidad de modelar los efectos de la variación de la frecuencia del sistema.

La relación de estos cambios se da en la siguiente expresión:

$$\Delta P_{L(frec)} = D\Delta\omega \quad \text{ó} \quad D = \frac{\Delta P_{L(frec)}}{\Delta\omega}$$

Donde D es expresado como un cambio porcentual de la carga sobre el cambio porcentual de la frecuencia y se denomina coeficiente de amortiguamiento del sistema.

Sin embargo, el valor de D utilizado en las respuestas dinámicas de sistemas de potencia debe ser cambiado, si el sistema de base MVA es diferente al valor nominal de la carga. Así por ejemplo, D está referido a una carga conectada de 1200MVA y la base del sistema es de 1000 MVA, por lo tanto el nuevo valor de D será:

$$D_{1000MVA \text{ base}} = 1.5 \times \left(\frac{1200}{1000} \right) = 1.8$$

El cambio neto en P_e será el mostrado en la figura 2.10, donde se observa los diagramas de bloques de la masa rotativa y de la carga.

$$\Delta P_e = P_L + D\Delta\omega$$

Donde:

$P_L = \text{sensibilidad al cambio de carga.}$

$D\Delta\omega = \text{sensibilidad al cambio de frecuencia.}$

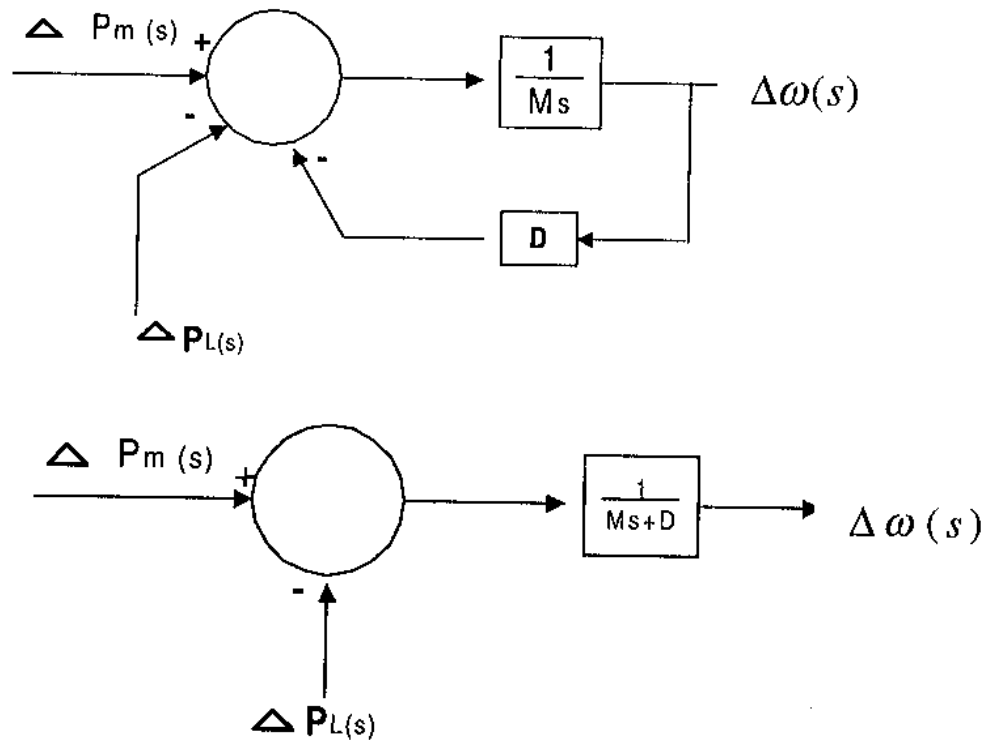


Figura 2.10.- Diagrama bloques del sistema.

2.3 PLC Versamax

El PLC VersaMax presenta un diseño compacto sin rack y va montado sobre una guía simétrica DIN. La CPU, con su potente juego de instrucciones de Programación y características avanzadas, sirve a un total de hasta ocho módulos E/S y opcionales, proporcionando hasta 256 puntos E/S locales.

En el sistema local pueden incluirse hasta ocho módulos. La alimentación para el funcionamiento de los módulos la proporciona una fuente de alimentación que va

montada directamente sobre la CPU. En el sistema pueden incluirse fuentes de alimentación adicionales para módulos que requieren intensidades elevadas.

Los módulos E/S van montados sobre "soportes" individuales. Los soportes van instalados en la guía simétrica DIN y proporcionan las comunicaciones con el panel posterior y terminales para cableado en sitio del módulo.

La figura 2.11 muestra un sistema local con seis módulos E/S. Los módulos pueden instalarse en cualquier combinación de diseños de soporte.

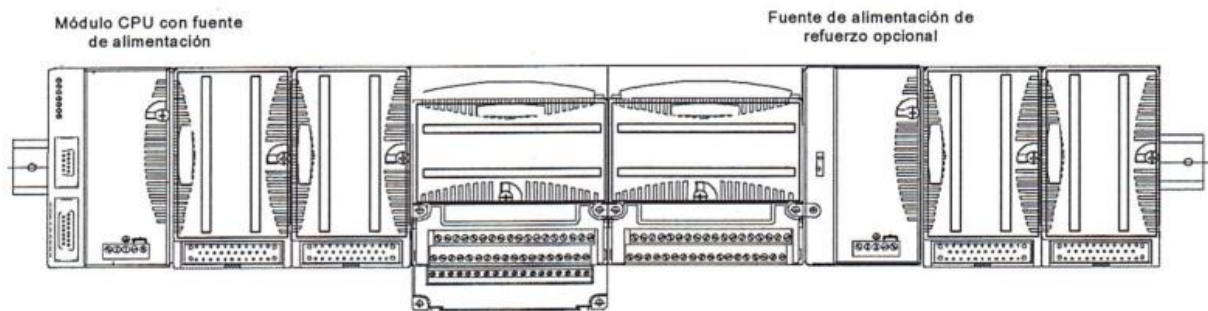


Fig.2.11. Imagen del PLC Versamax con sus seis módulos E/S montados un su soporte DIN

2.3.1. Características del CPU

El CPU VersaMax incluye un extenso juego de instrucciones, con programación en formato de esquema de contactos y esquema de funciones secuenciales. Los programas pueden incluir funciones para datos con coma flotante (reales).

La CPU con dos puertos serie (IC200CPU005) dispone de una potente funcionalidad del PLC en un pequeño sistema versátil. El CPU005 funciona como controlador del sistema para hasta 8 módulos con hasta 256 puntos E/S locales. La CPU tiene dos puertos serie para comunicaciones RS232 y RS485 incrustados.

Ambos puertos son configurables por software para funcionamiento como SNP esclavo o RTU esclavo. Se soportan las unidades RTU de 4 hilos y 2 hilos. Además, la función E/S serie de la CPU permite a un programa de aplicación controlar las operaciones de lectura/escritura de un puerto para implementar la mayoría de protocolo serie.

2.3. 2. Memoria de Programas

Los programas de aplicación se crean empleando el software de programación y transfiriéndolo a la CPU. Los programas se almacenan en una memoria protegida por batería de la CPU. La CPU005 dispone de 12 Kbytes de memoria para almacenamiento de programas de aplicación.

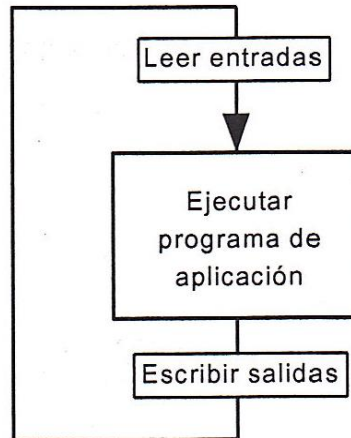
2.3.3. Estructura de un programa de aplicación

El programa de aplicación consta de toda lógica necesaria para controlar las operaciones de la CPU del PLC y los módulos del sistema.

Los programas de aplicación se crean empleando el software de programación y se transfieren al PLC. Los programas se almacenan en la memoria no volátil de la CPU. El PLC tiene 12 Kbytes de memoria disponibles para almacenamiento de programas de aplicación.

Durante el barrido de la CPU, la CPU carga datos de entrada desde los módulos del sistema y almacena los datos en sus posiciones de memoria de entrada configuradas. A continuación, la CPU ejecuta una vez todo el programa de aplicación, utilizando estos datos recién introducidos. La ejecución del programa de aplicación crea nuevos datos de salida que se colocan en las ubicaciones configuradas de la memoria de salida.

Una vez ejecutado el fin del programa de aplicación, la CPU graba datos de salida en módulos del sistema.



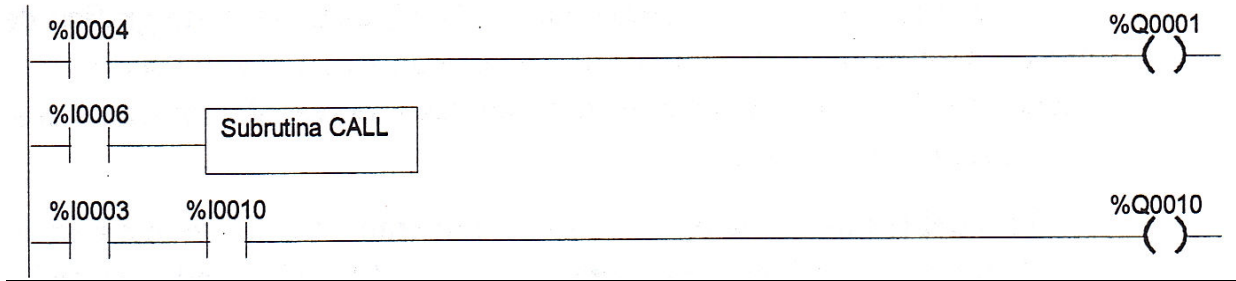
2.3.4. Subrutinas

El programa puede estar integrado por un programa principal que se ejecuta completamente durante cada barrido de la CPU o el programa puede dividirse en subrutinas. El tamaño máximo de un programa principal o de un bloque de subrutina para la CPU005 es 12 Kb.

Las subrutinas pueden simplificar la programación y reducir la cantidad total de lógica. Puede llamarse a cada subrutina según sea necesario.

Pueden bloquearse y desbloquearse bloques de subrutinas desde el software de programación para diversos niveles de seguridad de programas. Existen cuatro niveles de bloqueo.

Una subrutina debe declararse mediante el editor de declaraciones de bloques software de programación. Una subrutina que se ha llamado en el programa está utilizando una instrucción CALL. Para cada bloque del programa están permitidos hasta 64 declaraciones de bloques de subrutina y 64 instrucciones de CALL.



2.3.5. Referencias de Estado del Sistema

La CPU Versamax proporciona un juego completo de referencias de estado del sistema. La CPU actualiza automáticamente estas posiciones de memoria con nombres predefinidos que contienen información de estado. La lógica del programa puede acceder a las mismas para comprobar y responder a cambios de las condiciones del sistema. Estas referencias de estado especiales incluyen algunas referencias de marcas de tiempo con nombre T_10MS, T_100MS, T_SEC y T_MIN y referencias tales como FST_SCN (primera exploración), ALW_ON (siempre conectada) y ALW_OFF (siempre desconectada).

2.3.6. Referencia de Memoria de Datos

El PLC almacena los datos de programas tanto en una memoria de bits como en una memoria de palabras. Tanto la memoria de bits como la memoria de palabras están divididas en diferentes tipos con características específicas. En la Tabla 2.1, se muestra los tipos y tamaños de memoria disponibles.

Tabla 2.1. Tipos y tamaños de memorias disponibles

Memoria de Programas		12288 bytes
Registros	%R	2048 palabras
Entradas Discretas	%I	2048 puntos
Salidas Discretas	%Q	2048 puntos
Entradas Analógicas	%AI	128 palabras
Salidas Analógicas	%AQ	128 palabras

Internos Discretos	%M	1024 puntos
Temporales Discretos	%T	256 puntos
Discretos Genius Globales	%G	1280 puntos

Por convención, cada tipo se utiliza normalmente para un tipo de datos específicos, como se explica a continuación. Las distintas posiciones de memoria se indexan utilizando identificadores alfanuméricos denominados referencias. La letra prefijo de referencia identifica la zona de memoria. El valor numérico es el desplazamiento (offset) dentro de dicha zona de referencia.

2.3.7. Referencias a memoria de palabras.

Cada dirección (referencia) de memoria de palabras está situada en el límite o confines de una palabra de 16 bits. El PLC utiliza 3 tipos de referencias para datos almacenados en la memoria de palabras.

- **%AI** Normalmente se emplea para entradas analógicas.
- **%AQ** Normalmente empleadas para salidas analógicas.
- **%R** Normalmente, los registros se emplean para almacenar datos de programas en formato palabra.

2.3.8. Referencias a memoria de bits.

Cada dirección (referencia) de memoria de bits está situada en el límite o confines de un bit. Los datos están almacenados en la memoria de bits como se representa a continuación. La figura muestra 160 bits direccionables individualmente, estando la dirección 1 situada en el extremo superior izquierdo y la dirección 160 en el extremo inferior derecho.

direcciones

	1	2	3	4	5	6	7	8							
0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0
1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0
0	1	0	1	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0
1	1	0	1	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	1	1
1	0	0	1	0	0	0	1	1	0	1	1	1	0	0	1
0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	1

... 160

El PLC utiliza seis tipos de referencias para datos almacenados en la memoria de bits.

Tabla 2.2. Tipos de referencia de memoria

%I	Normalmente empleadas para entradas discretas y visualizables en la tabla de Estados de Entradas.
%Q	Normalmente empleadas para referencias de salidas físicas y visualizables en la Tabla de Estados de Salidas. Una referencia %Q puede ser retentiva o no retentiva, en su función de su uso en el programa.
%M	Normalmente empleadas para representar referencias internas. Una referencia %M específica puede ser retentiva o no retentiva, en función de su uso en el programa.
%T	Se emplea para referencias temporales que pueden utilizarse muchas veces en un programa. Los datos con referencias %T no se retienen cuando se produzcan un corte de corriente o transiciones RUN-A-STOP-A-RUN. Las referencias %T no pueden emplearse con bobinas retentivas.
%S	Referencias de estados del sistema que tienen predefiniciones específicas. <ul style="list-style-type: none"> • %S, %SA,%SB y %SC pueden emplearse para bobinas retentivas. • %SA, %SB, y %SC pueden emplearse para funciones o bloques de funciones.

	<ul style="list-style-type: none"> • %SA, %SB y %SC pueden emplearse como entradas o salidas de funciones y bloques de funciones.
%G	Se emplea para datos globales. Los datos en referencias %G se conservan aún cuando se produzca un corte de corriente. Las referencias %G pueden emplearse con contactos y bobinas retentivas, pero no en bobinas no retentivas.

2.3.9. Retentividad de los datos.

Los datos son retentivos si se guardan automáticamente al parar el PLC

o al desconectar y volver a conectar la corriente. Son retentivos (se conservan)

los siguientes datos:

- Lógica del programa.
- Tablas de fallos y (mensajes de) diagnóstico.
- Valores de sobre control (overrides).
- Datos de formato palabra (%R, %AI, %AQ).
- Datos de formato de bit (%I, %SC,%G, bits de fallos y bits reservados).
- Datos de formato palabra almacenados en %Q y %M.

Los datos en referencias %Q o %M que se emplean como salidas de bloques de funciones o con bobinas retentivas:

- (M)- Bobinas retentivas.
- (/M)- Bobinas retentivas negadas.
- (SM)- Bobinas SET retentivas.
- (RM)- Bobinas RESET retentivas.

La última vez que se utiliza %Q o %M con una bobina, el tipo de bobina determina si los datos son retentivos o no retentivos. Por ejemplo, si %Q0001 se programó la última vez como referencia de una bobina retentiva, el dato %Q0001 es retentivo. Sin embargo, si %Q0001 se programó la última vez en una bobina no retentiva, el dato %Q0001 es no retentivo.

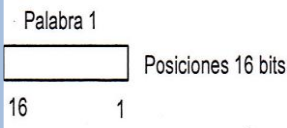
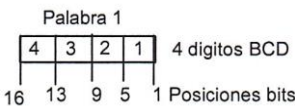
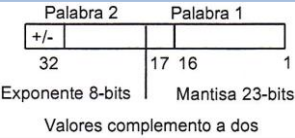
Referencias %Q o %M que se han hecho retentivas declarándolas específicamente retentivas. Las referencias %Q y %M son por defecto no retentivas. Los siguientes datos son no retentivos:

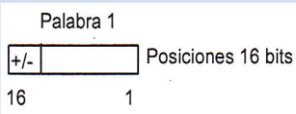

- Los estados de las bobinas de transición.
- Los datos %T.
- Los datos %S, %SA y %SB (pero los datos de formato bit %SC SON retentivos).
- Las referencias %Q y %M que no se hayan declarado retentivas.
- Las referencias %Q y %M que se emplean con bobinas no retentivas:
 - ()- Bobinas.
 - (/)- Bobinas negadas.
 - (S)- Bobinas SET.
 - (R)- Bobinas RESET.

2.3.10. Tipos de Datos.

Independientemente del lugar en que se almacenan los datos en la memoria (en una de las memorias de formato bit o en una de las memorias de formato palabra) el programa de aplicación puede tratarlos como tipo de datos diferentes.

Tabla 2.3. Tipos de Datos

TIPO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	FORMATO DE DATOS
BIT	Bit	El tipo de datos bit es la unidad más diminuta de memoria. Tiene dos estados: 1 ó 0.	
BYTE	Byte	Un tipo de datos Byte es un valor de 8 bits. El intervalo válido va de 0 hasta 255 (0 hasta FF en hexadecimal).	
PALABRA		Un tipo de palabra de datos emplea 16 bits consecutivos de memoria de datos; pero, en lugar de los bits en la ubicación de los datos que representa un número, los bits son independientes entre sí. Cada bit representa su propio estado binario (1 ó 0). El intervalo válido de valores de palabra es 0 hasta +65,535 (FFFF).	
BCD-4	Decimal codificado binario 4 dígitos.	Los números BCD de cuatro dígitos utilizan posiciones de memoria de 16 bits. Cada dígito BCD utiliza 4 bits y permite representar números entre 0 y 9. Esta codificación BCD de los 16 bits tiene un intervalo de valores de 0 hasta 9999.	
REAL	Coma Flotante	Los números reales utilizan dos posiciones de memoria de 16 bits consecutivas. El intervalo de números que puede almacenarse en este formato es $\pm 1,401298E-45$ hasta $\pm 3,402823E+38$.	

INT	Entero con signo.	Los datos de enteros con signo de doble posición emplean posiciones de memoria de 16 bits. Los enteros con signos se representan en notación de complemento a 2. El bit 16 es el bit de signo, (0=positivo,1= negativo). Su intervalo es -32,768 hasta +32,767.	
DINT	Doble precisión con signo.	Los datos enteros con signo de doble precisión utilizan dos posiciones de memoria de 16 bits consecutivas. Se representan en anotación de complemento a 2. El bit 32 es el bit de signo (0=positivo, 1=negativo). Su intervalo es -2,147,483,648 hasta +2,147,483,648.	

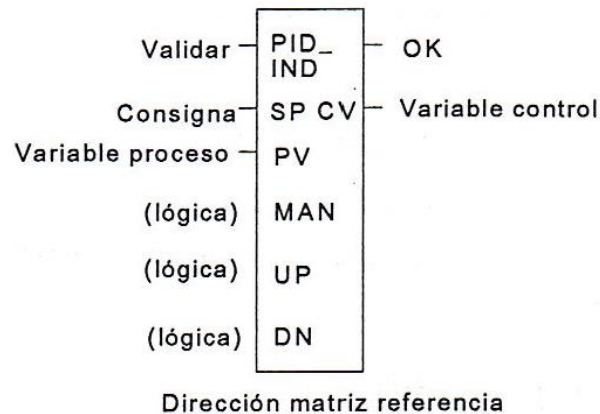
2.3.11. Juego de Instrucciones.

El juego de instrucciones de la CPU VersaMax incluye una gama completa de prestaciones familiares de otros PLCs de Fanuc, tales como la serie 90_30 y la serie 90_70. En el anexo 5 se muestra el juego completo de instrucciones disponibles en el software Proficy Machine Edition para el edito LD.

2.3.12. Función PID.

La función PID (proporcional – integral –derivativo), se emplea para el control de procesos en lazo cerrado. La función PID compara la retroalimentación de una variable del proceso con una consigna de proceso deseada y actualiza una variable de control en base al error.

La función PID utiliza ganancias de lazo PID y otros parámetros almacenados en una matriz de 40 palabras de 16 bits para resolver el algoritmo PID en el intervalo de tiempo deseado. Todos los parámetros son palabras que contienen valores enteros de 16 bits. Esto permite utilizar la memoria %AI para variables de Proceso de entrada y la memoria %AQ para variables de control de salida.



La función PID no pasa el flujo de energía si existe un error en los parámetros configurables. Puede monitorizarse utilizando una bobina temporal mientras se modifican los datos.

Como números enteros de 16 bits escalados, numerosos parámetros deben definirse bien en unidades de variables de proceso (PV) o en unidades de variables de control (CV). Consultar anexo 4 para más características de la función PID.

En la tabla 2.4, se muestra los parámetros de la función PID.

Tabla 2.4. Parámetros de la función PID

ENTRADA/SALIDA	OPCIONES	DESCRIPCION
Validar	Paso de flujo	Cuando se ha validado a través de un contacto, se ejecuta el algoritmo PID.
SP	I, Q, M, T, G, R, AI, AQ, constante	La consigna del lazo de control se define utilizando unidades de variables de proceso. La función PID ajusta la variable de control de salida de modo que la variable de proceso coincida con la consigna (error cero).
PV	I,Q,M,T,G,R,AI ,AQ	Variable de proceso introducida del proceso que se esté controlando, con frecuencia una entrada %AI.
MAN	Paso de flujo	Cuando se activa al valor 1 (a través de un contacto), el bloque PID se encuentra en el modo manual. Si el bloque PID está con manual desactivado, quiere decir que dicho bloque se encuentra en modo automático PID.
UP	Paso de flujo	Si se activa junto con MAN, aumenta el ajuste de la variable de control en una unidad de variable de control por cada solución.
DN	Paso de flujo	Si se activa junto con MAN, Reduce la Variable de control en 1 unidad de variable de control por cada solución.
Dirección	R	Ubicación de la información del bloque de control PID (parámetros de usuario e internos). Utiliza 40 palabras %R que no pueden compartirse.
ok	Paso de flujo	OK se activa cuando la función se ejecuta sin error. Está desactivada si existen errores.
CV	I,Q,M,T,G,R,AI ,AQ	La salida de variable de control al proceso, con frecuencia una salida %AQ.

CAPÍTULO 3.- DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO

3.1.- DESCRIPCIÓN GENERAL Y DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA PID COMPLETO.

3.1.1 CONTROLADOR PID RETROALIMENTADO CONECTADO AL MODELO MATEMÁTICO DE UN SISTEMA TURBINA-GENERADOR

Una vez creado el control PID con sus puntos de ajuste de frecuencia y potencia, se modeló una turbina y un generador de una central hidroeléctrica y una interfaz que permitiera observar el comportamiento de una unidad generadora a partir de sus valores nominales. En la figura se muestra el diagrama que se siguió a partir de los requerimientos según las necesidades para una simulación de una situación real.

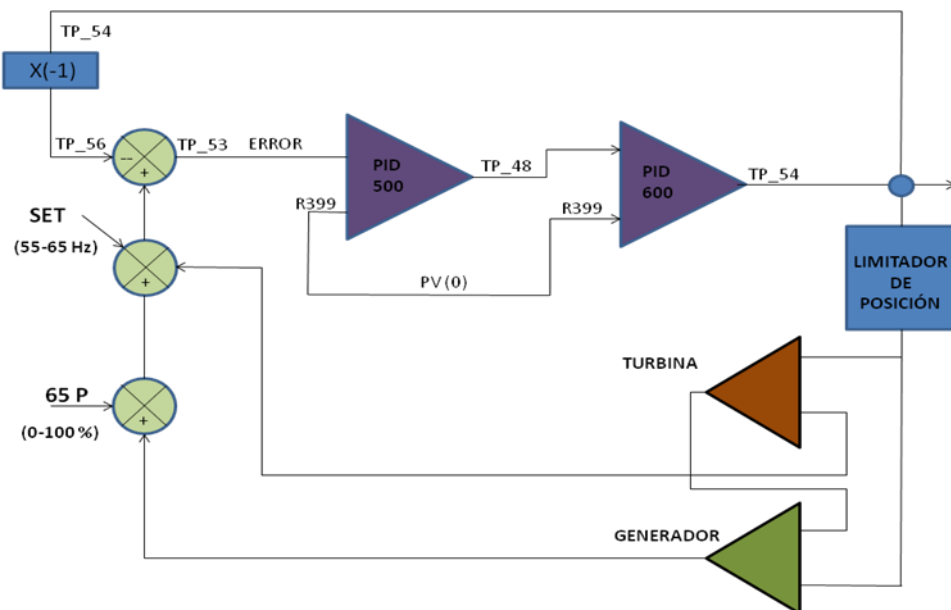


Fig. 3.1 Control PID de velocidad y potencia, y la retroalimentación de la turbina y el generador.

Para la el desarrollo de la programación se tomaron en cuenta los siguientes valores:

Para la turbina:

- Potencia máxima (HP).
- Carga neta de diseño (m)
 $\frac{m^3}{seg}$
- Gasto de diseño ($\frac{m^3}{seg}$)

Para el caso del generador:

- Capacidad nominal (KVA).
- Factor de potencia (%).
- Número de polos.
- Tensión nominal (KV).
- Potencia nominal (KW).

En la figura 3.2, se muestra la interfaz final.

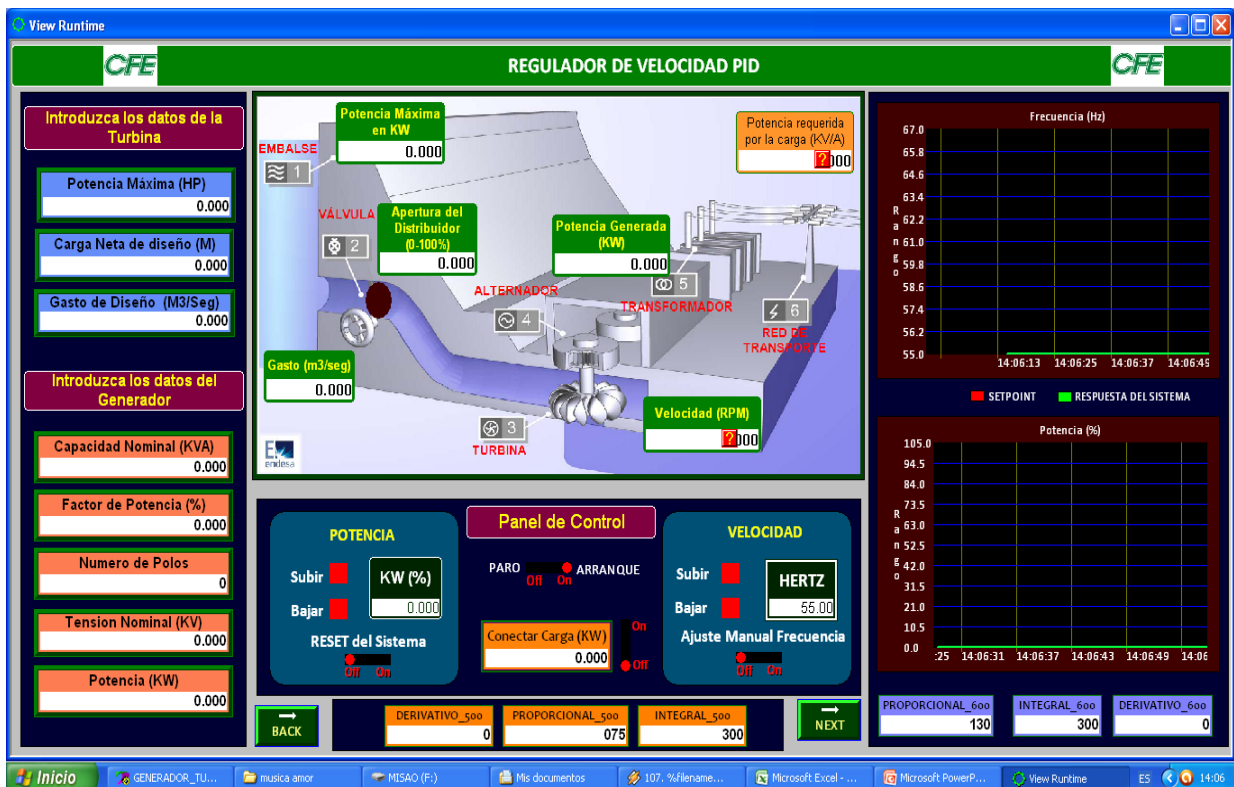


Fig. 3.2. Interfaz del Control PID, simulación a partir de los valores nominales de una turbina y un generador.

En la parte derecha izquierda de la interfaz se le permite al usuario introducir los datos de su turbina y su generador, en la parte de en medio se observa la potencia generada, porcentaje de apertura del distribuidor, la velocidad en RPM, gasto de diseño y la potencia máxima en KW.

En la parte de en medio superior se encuentra el panel de control, que cuenta con los siguientes controles:

- Arranque y paro de la máquina.
- Reiniciar sistema.
- Subir potencia.
- Bajar potencia.
- Subir frecuencia
- Bajar frecuencia
- Ajuste manual de frecuencia (permite establecer escalones).
- Conectar una carga al sistema.

En la parte inferior se encuentra los controles de las ganancias integral, proporcional y derivativo del PID 500 y 600; y en la parte derecha se muestran las graficas de potencia y frecuencia.

Se añadieron dos bloques LD, el bloque "TURBINA" que calcula la velocidad de la turbina en RPM a partir de la frecuencia, y la potencia generada a partir del torque mecánico.

El bloque "GENE" que calcula la potencia aparente cuando el sistema está aislado y presenta una disminución de la potencia al conectar una carga.

3.3.1 - Programa LD de la TURBINA.

Para la tercera parte del proyecto se procedió a realizar el modelo de la turbina y el generador, estos responden a la salida del control PID_600, agregando dos módulos más (fig. 3.3).

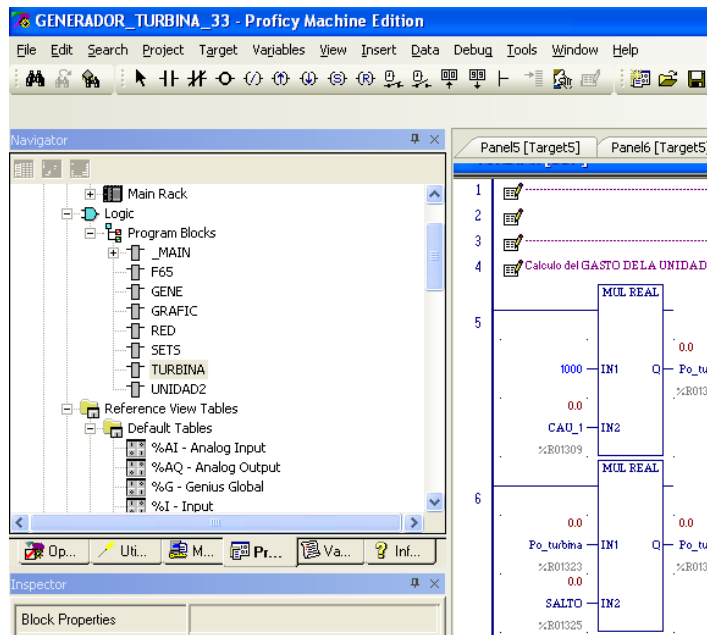


Fig. 3.3 Navegador del software de programación, muestra los bloques LD configurados.

A continuación se muestran la programación que se diseñó para el generador y la turbina, cabe mencionar que los bloques LD anteriores no se modificaron, por ello no se describirán en este apartado.

Para el cálculo de la potencia de la turbina se considero la siguiente fórmula:

$$P_{KW} = \frac{1000 * Q * H}{1,36 * 75} * n_T \quad \text{Ec.3.1}$$

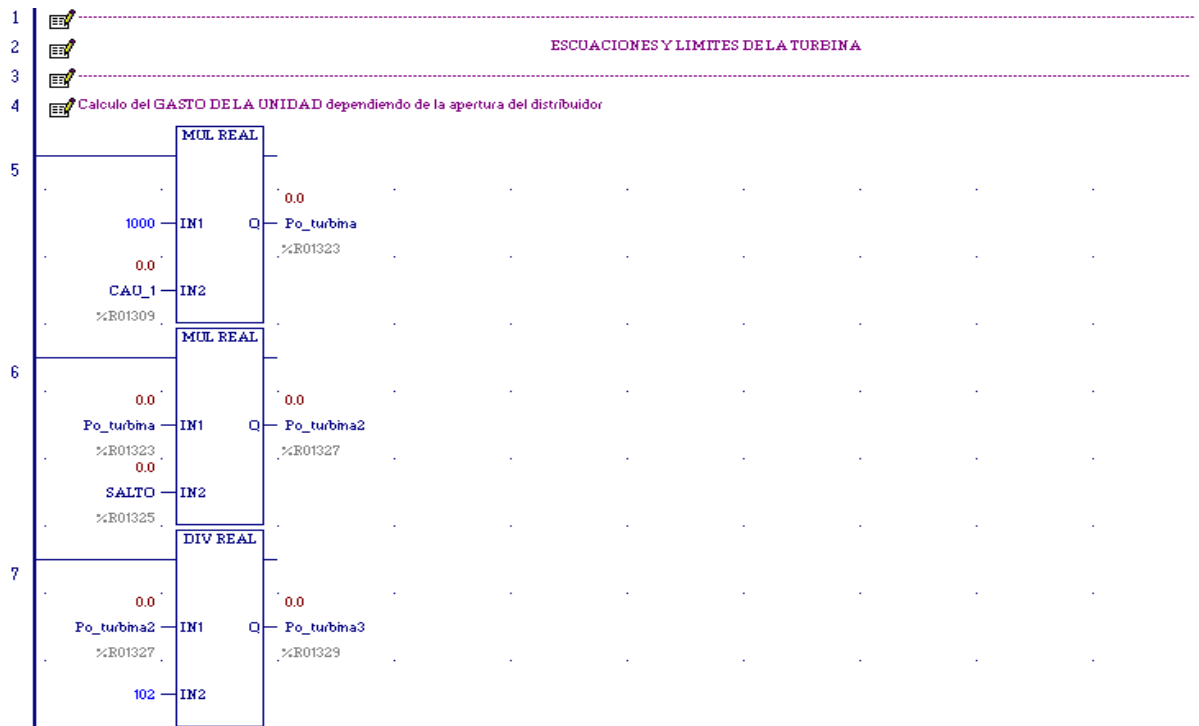
donde: $n_T = \text{rendimiento de } 0.9$

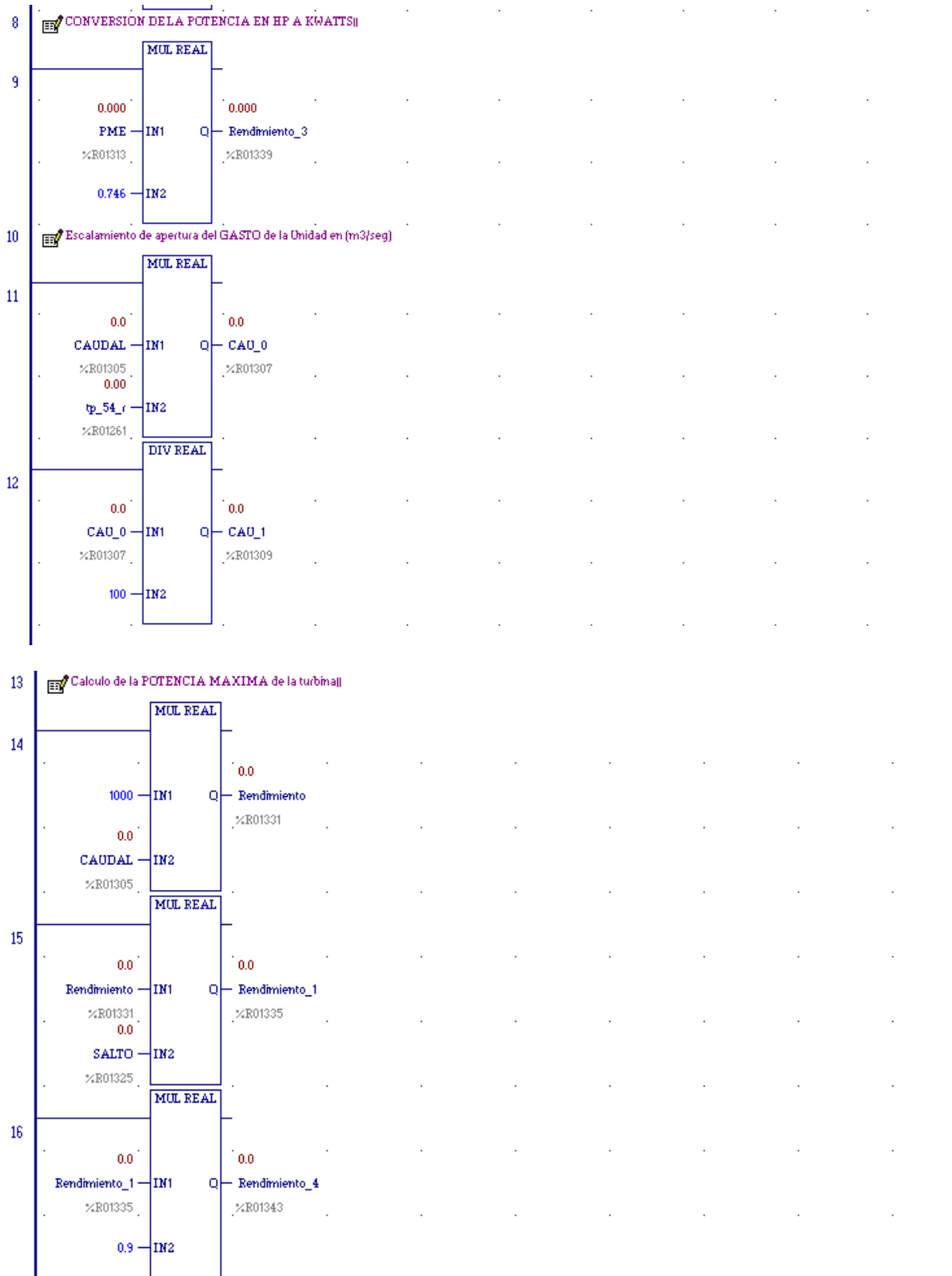
$1000 = \text{cantidad de litros de agua o } \frac{Kg}{m^3}$

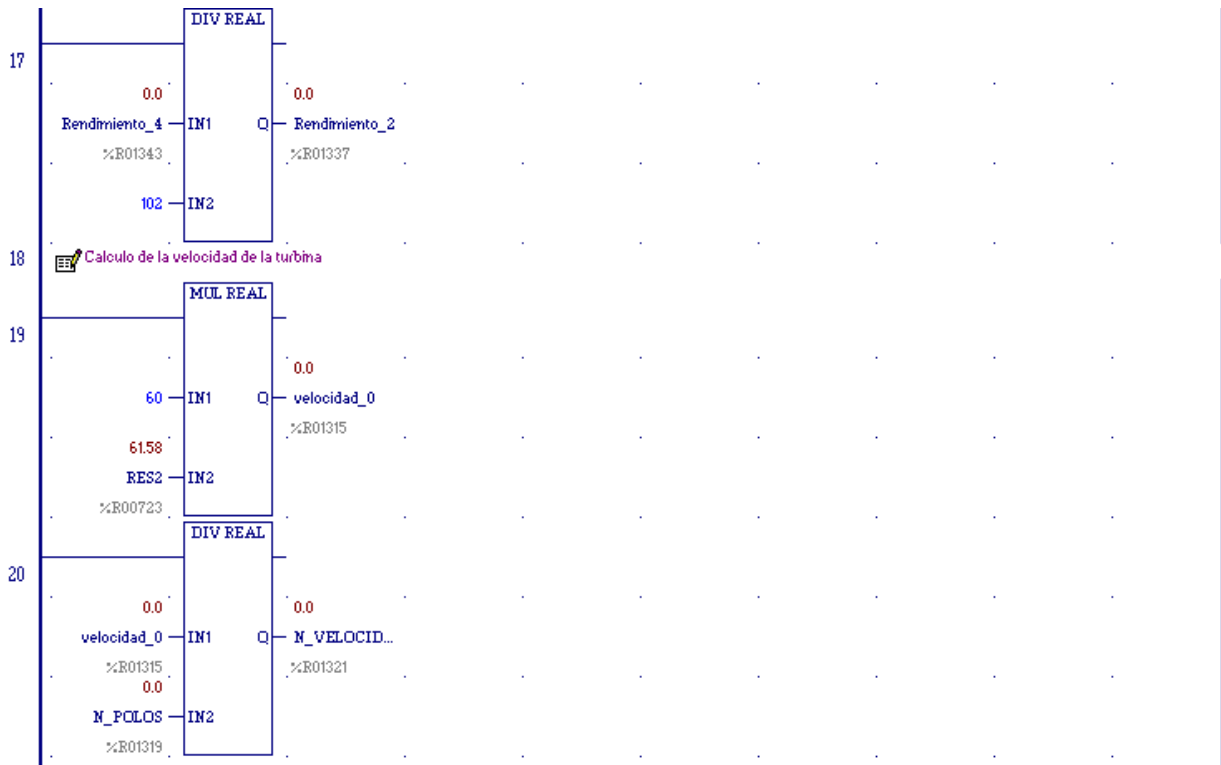
$H = \text{altura del salto en m}$

$Q = \text{caudal en metros cubicos por segundos } \left(\frac{m^3}{s}\right)$

La programación, es la siguiente:







3.3.2. Programa LD del GENERADOR.

Considerando un sistema ideal, la potencia de la turbina es igual a la potencia del generador en un sistema sin carga. El voltaje que entrega el alternador se debe fijar en forma correcta ajustando la corriente de excitación del campo giratorio.

El cálculo de la potencia aparente (S) del sistema es a partir de la formula:

$$S = VI$$

$$I = \frac{P_{carga}}{V * f.p}$$

Ec.3.2

donde: $V = \text{Tensión Nominal}$

$S = \text{Potencia aparente (KVA)}$

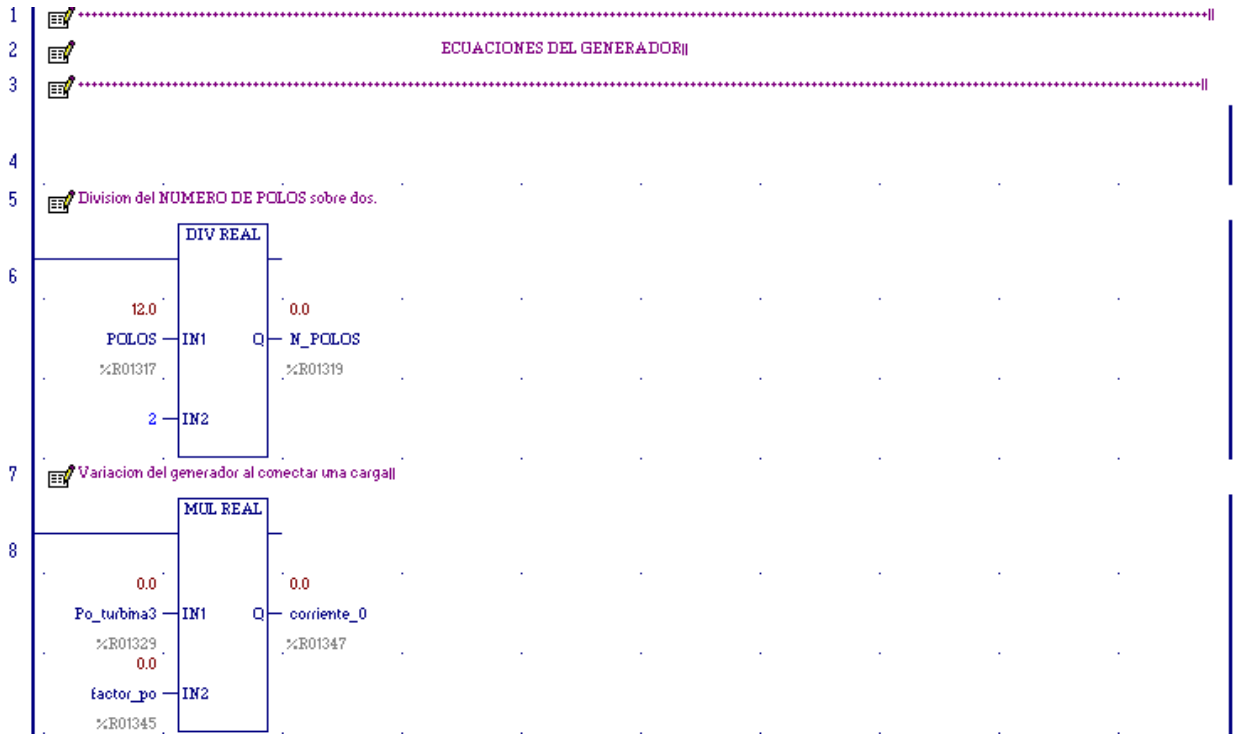
$I = \text{corriente (A)}$

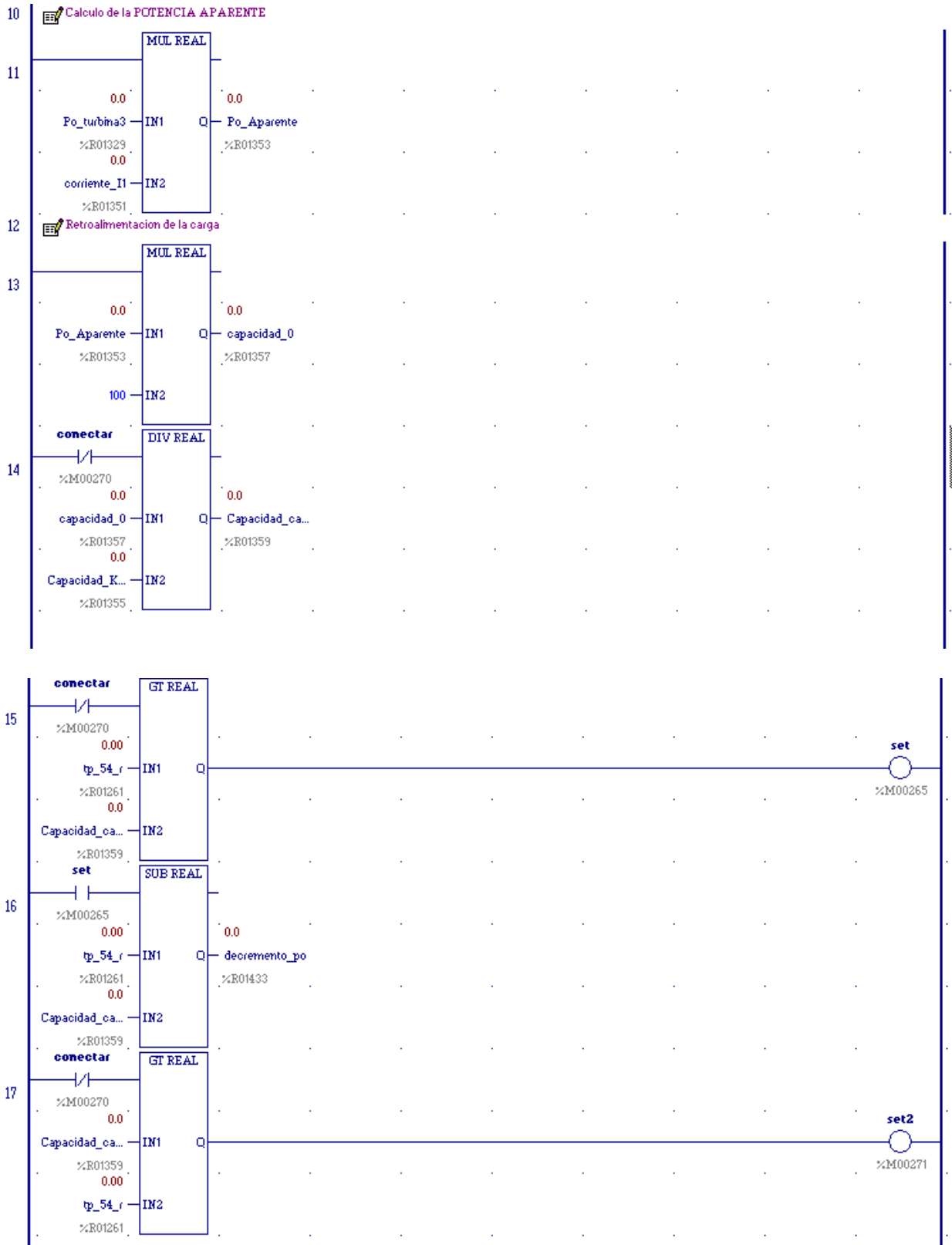
$f.p = \text{factor de potencia}$

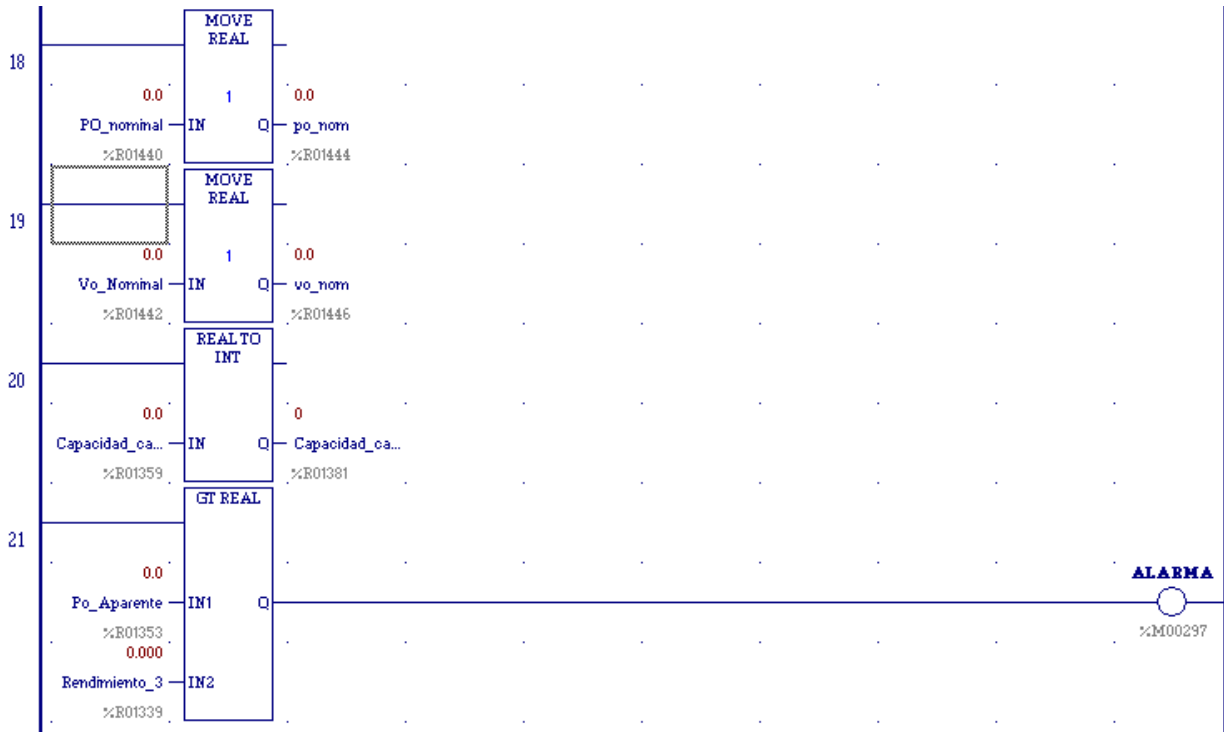
$P = \text{potencia de la carga}$

$f.p = \cos\phi$

La programación del bloque LD, es la siguiente:







En la figura 3.4, se muestra el ingreso de los datos por el usuario, para efectos de simulación y prueba del regulador se tomaron valores (tabla 3.1) de la C.H Bombaná. Para datos completos ver anexo 6.

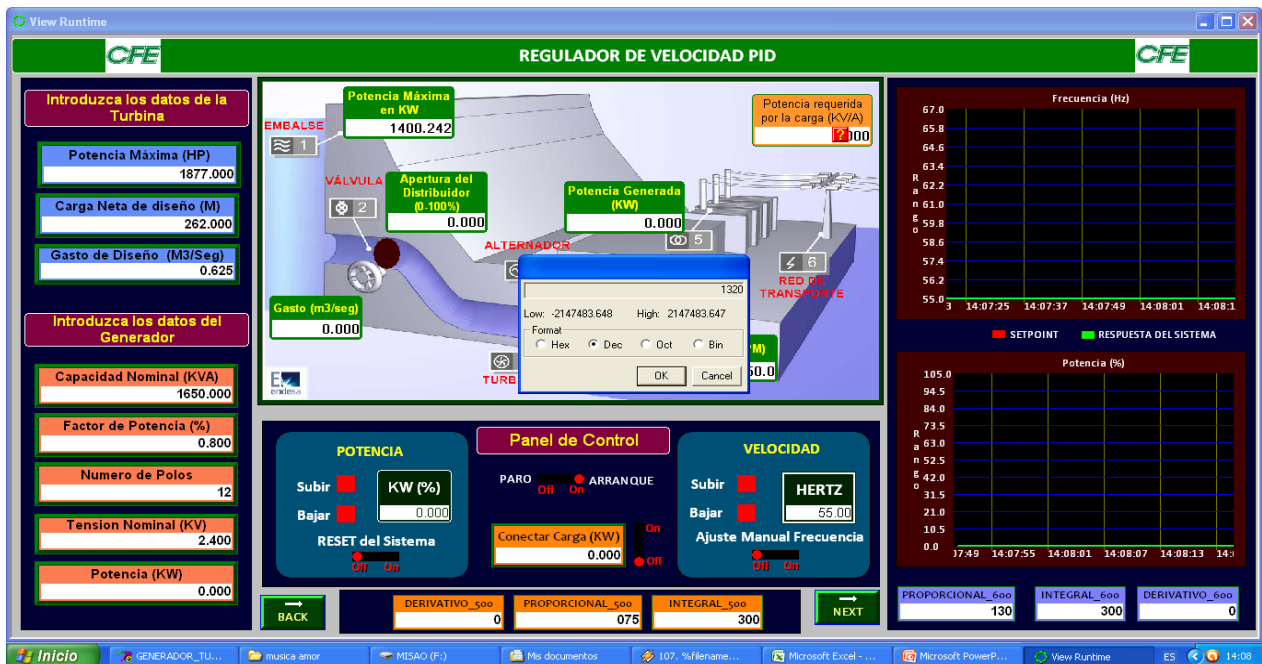


Fig. 3.4 Interfaz del Control PID, ingreso de datos.

Tabla 3.1. Valores Nominales de la turbina y generador del a C.H. Bombaná

TURBINA	C.H. BOMBANÁ
Potencia Máxima (HP)	1877
Carga neta de diseño (%)	262
Gasto de diseño (m3/seg)	0.625
GENERADOR	
Capacidad Nominal (KVA)	1650
Factor de Potencia (%)	0.8
Numero de polos	12
Tensión nominal (KV)	2.4
Potencia Nominal(KW)	1320

En la figura 3.5, se muestra el sistema en arranque donde se presenta un escalón inicial en la frecuencia del 50%.

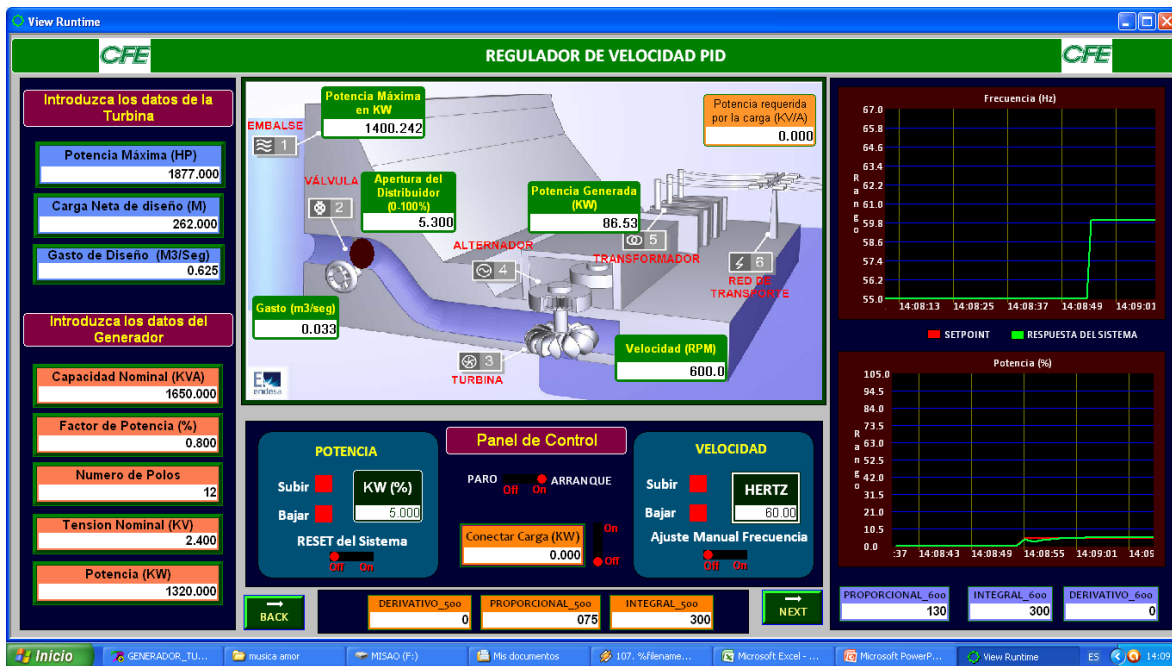


Fig. 3.5 Interfaz del Control PID, arranque del sistema.

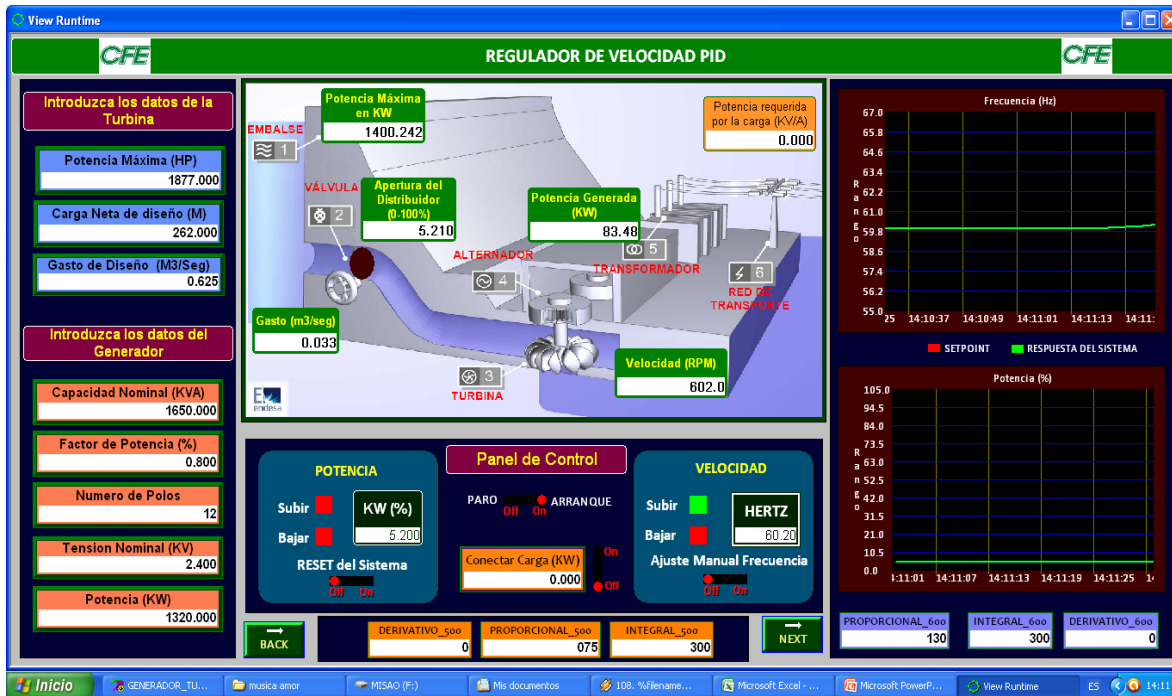


Fig. 3.6 Interfaz del Control PID, sistema estabilizado al 50 % de frecuencia igual a 60 Hz.

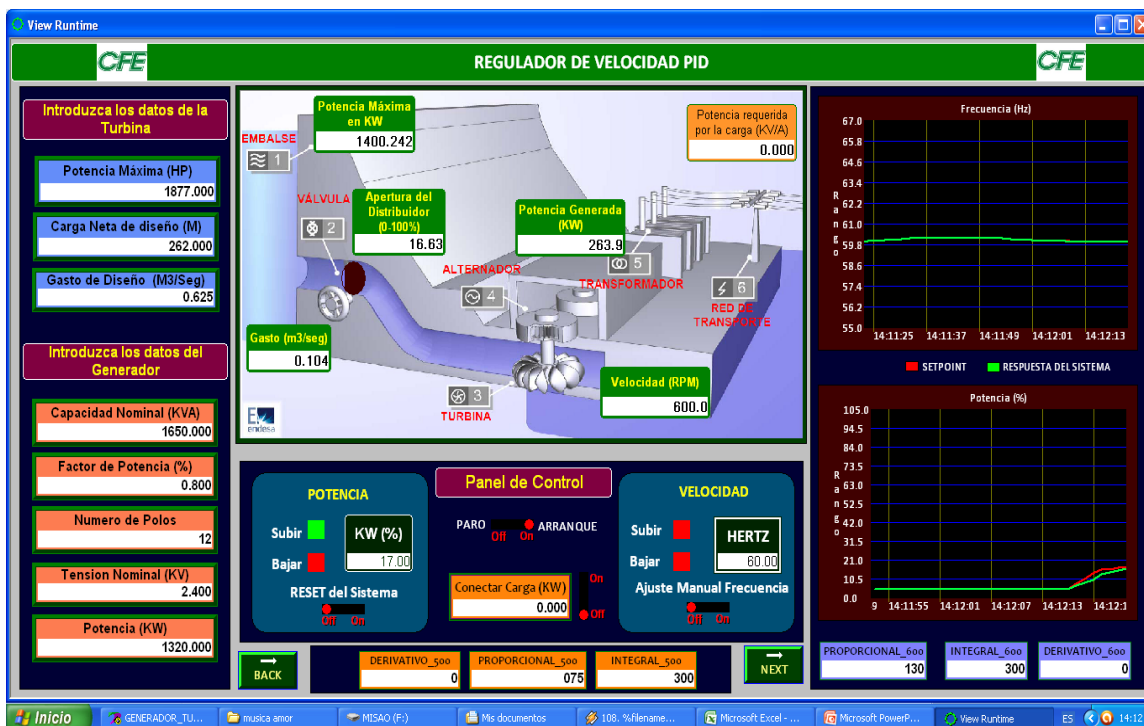


Fig. 3.7 Interfaz del Control PID, aumento de la potencia de forma manual (panel de control).

En la figura 3.8, se conecto una carga de 500 KW, la interfaz muestra la potencia activa aparente requerida por la carga, en caso de ser mayor a la potencia generada se muestra una señalización intermitente “carga no soportada por el sistema”.

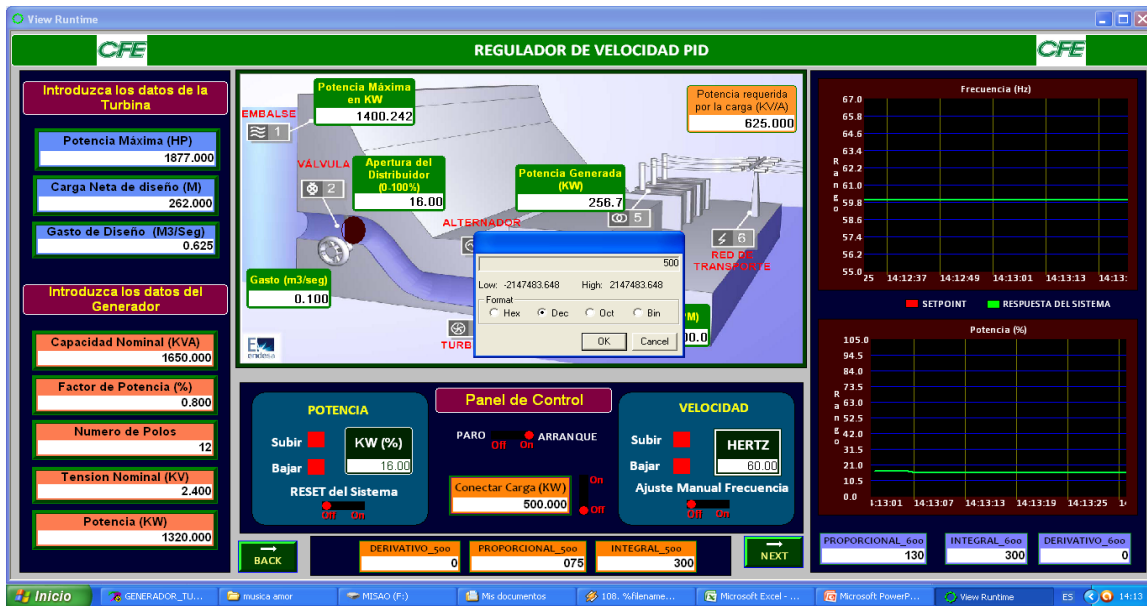


Fig. 3.8 Interfaz del Control PID, conectado carga de 500 KW al sistema.

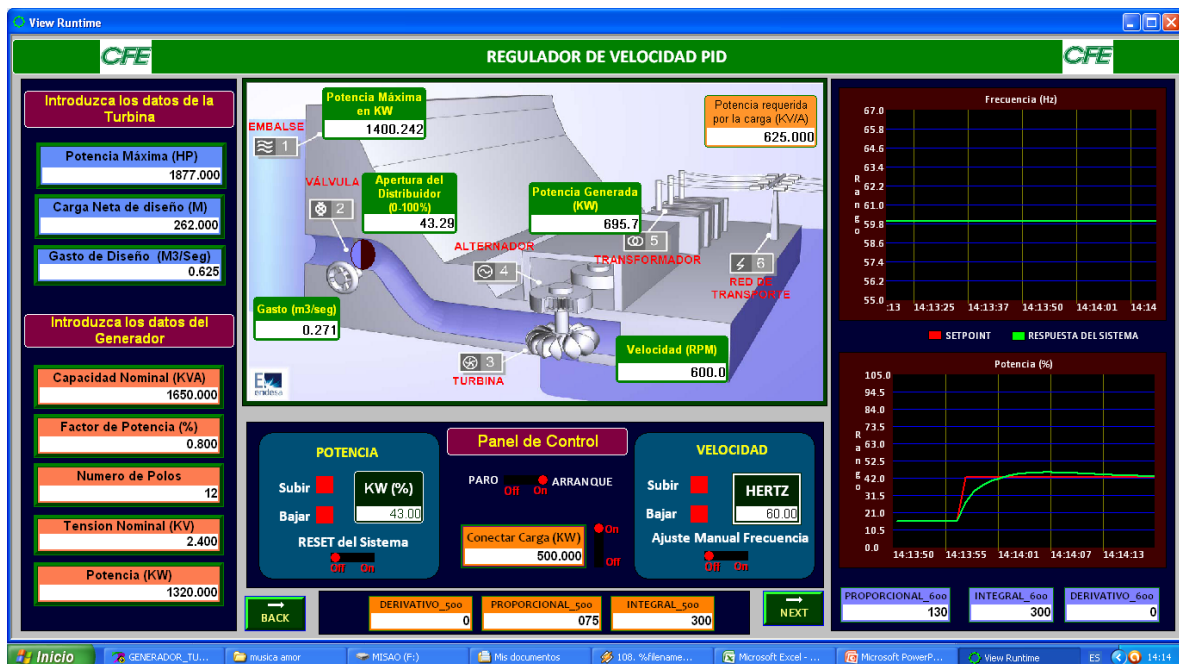


Fig. 3.9 Interfaz del Control PID, en la grafica se muestra el escalón del sistema que reacciona al aumento de potencia, se compara la respuesta deseada con la respuesta obtenida del regulador.

Al desactivar la carga del sistema, el regulador disminuye generación de potencia (ver Fig. 3. 10).

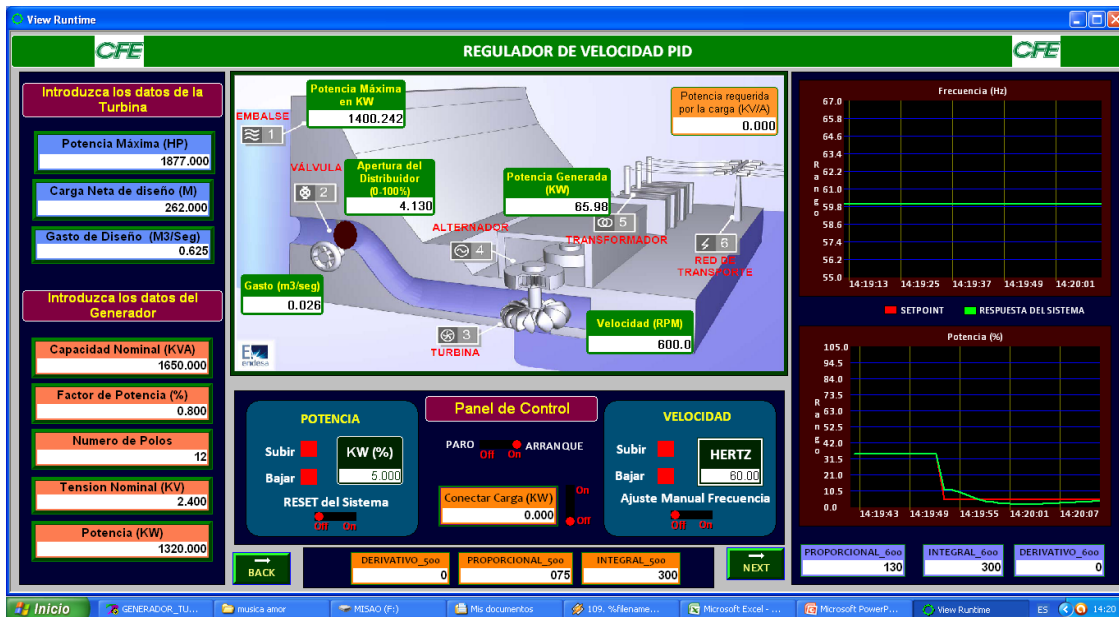


Fig. 3.10. Interfaz del Control PID, sistema en vacío, disminuye la generación de potencia hasta el 5%, indispensable para mantener la frecuencia en 60Hz.

En las variaciones de potencia (fig.3.11), se presenta oscilaciones de frecuencia ante las variaciones de potencia muy grandes.

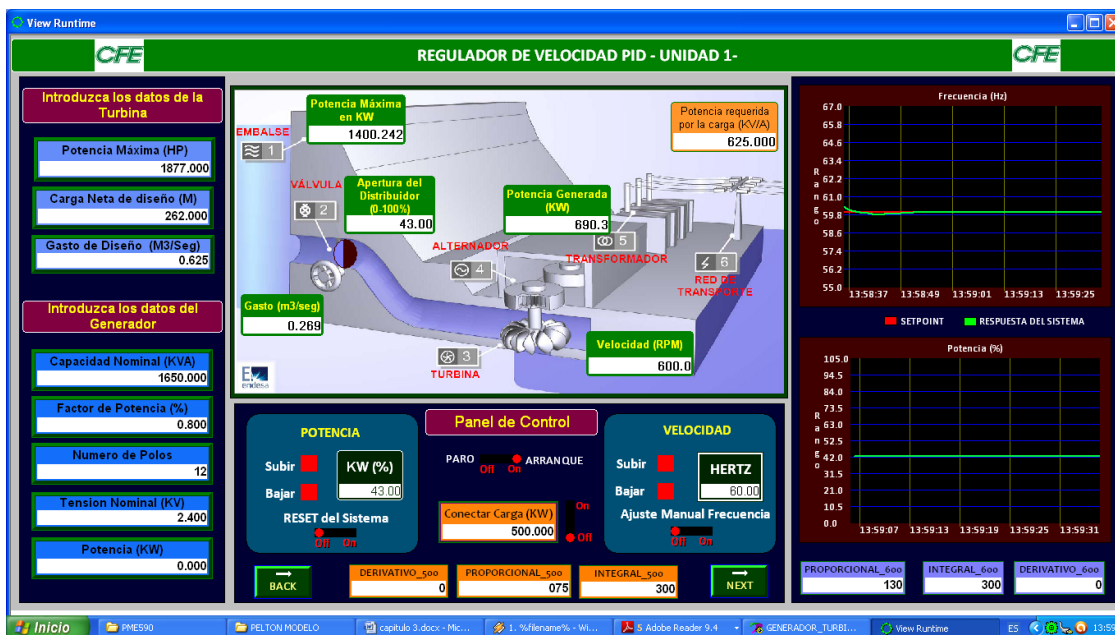


Fig. 3.11 Interfaz del Control PID, variación de frecuencia, debido al estatismo.

En este proyecto se diseño y programó un regulador de velocidad PID con una interfaz gráfica para el usuario; posteriormente, se agregaron algunas propiedades del control y

se adecuo a las características de las turbinas Pelton de la C.H. Bombaná. El desarrollo de dicho control se muestra de la siguiente manera:

3.2 DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE CADA UNA DE LAS PARTES QUE CONFORMAR EL PROYECTO.

3.2.1. CONTROLADOR PID BASE

Se tomó como base un control PID ideal, con el fin de conocer y ejecutar las instrucciones del software de programación en un primer programa permitiendo reconocer sus ventajas en el desarrollo de un control más sofisticado.

El diagrama base del proyecto se muestra en la figura siguiente.

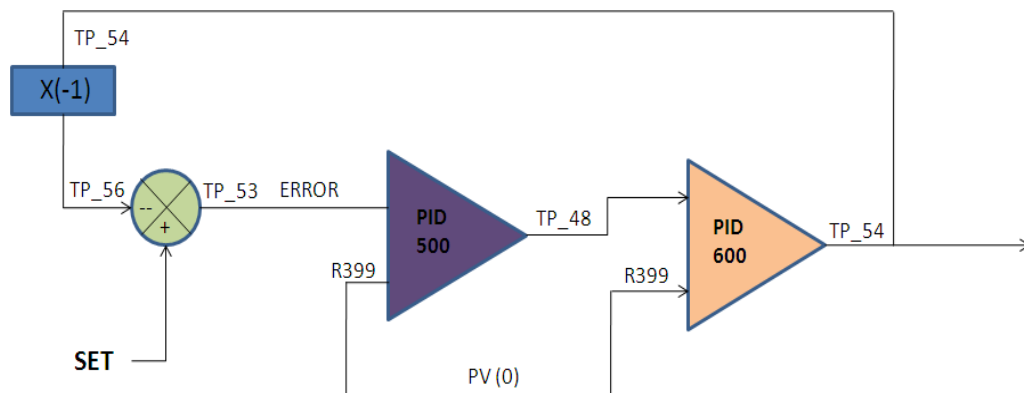


Fig.3.11. Control PID ideal

Fuente: realizado por la sustentante.

Este control base contaba inicialmente con una retroalimentación y una señal de ajuste (set) donde dicha consigna es una variable entera.

Para realizar el diseño del controlador en el PLC GE Fanuc, se siguieron los siguientes pasos:

1.- Iniciar el software Proficy Machine Edition en el computador.



Fig.3.12. Inicio del Software de programación.

En la figura 3.13 se muestra la pantalla principal del programa; este software puede operar en cuatro modos distintos, Logic Developer PLC, Logic Developer PC, View y Motion; la configuración utilizada fue Logic Developer PLC que es el software que permite la interacción con los controladores Ge Fanuc.

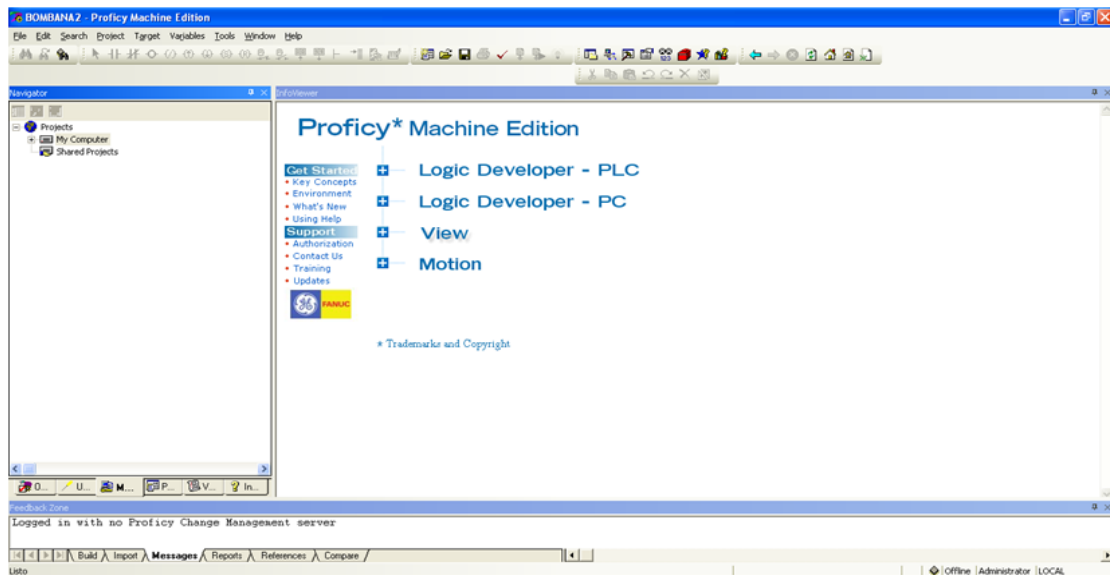


Fig.3.13. Pantalla principal del software Proficy Machine Edition.

2.- Crear un nuevo proyecto.

En **File** seleccionar **“New Project”** (Fig.3.14) y seguidamente aparece una nueva pantalla.

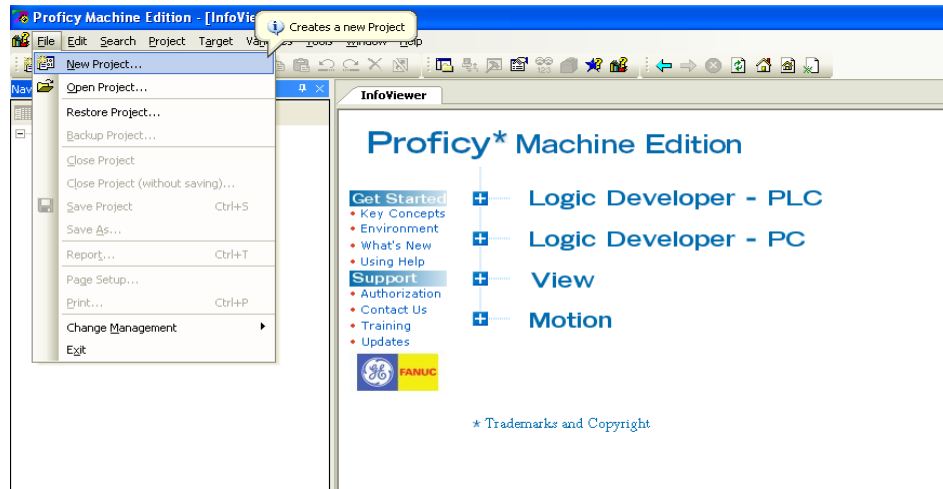


Fig3.14. Generar un nuevo proyecto.

En esta nueva pantalla como se observa en la figura 3.15, escribimos un nombre para nuestro nuevo proyecto, posteriormente en **“Project Template”** seleccionamos **“GE FANUC Versamax PLC”**, por ultimo damos click en **“OK”**.

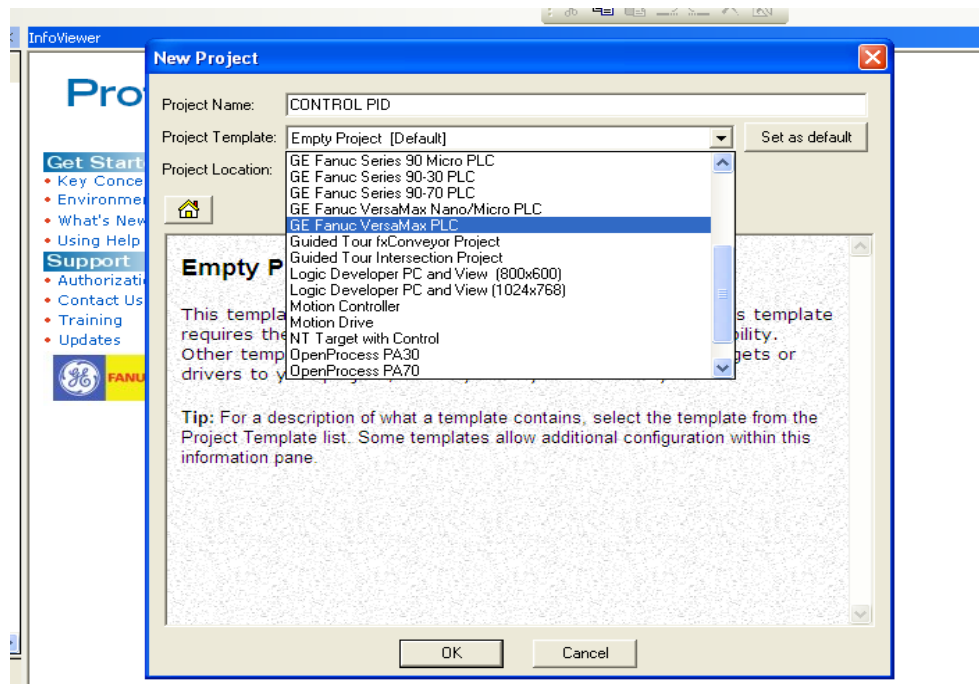


Fig.3.15. Dar nombre a nuestro proyecto y seleccionar el tipo PLC a utilizar.

3.- Configurar en el nuevo proyecto los siguientes módulos: Fuente, CPU, Entradas y Salidas Digitales, Entradas y Salidas Analógicas.

Para la configuración del PLC en el Navegador seleccionamos **“Project”**, **“Main Rack”**, **“Slot 0”**, damos clic derecho y aparecerá la pantalla **“Module Catalog”**, seleccionamos nuestro CPU que es un **IC200CPUE05**, después damos click en **“ok”** y finalmente damos aceptar a las requisiciones que aparecen antes del cambio del CPU (ver fig.3.16).

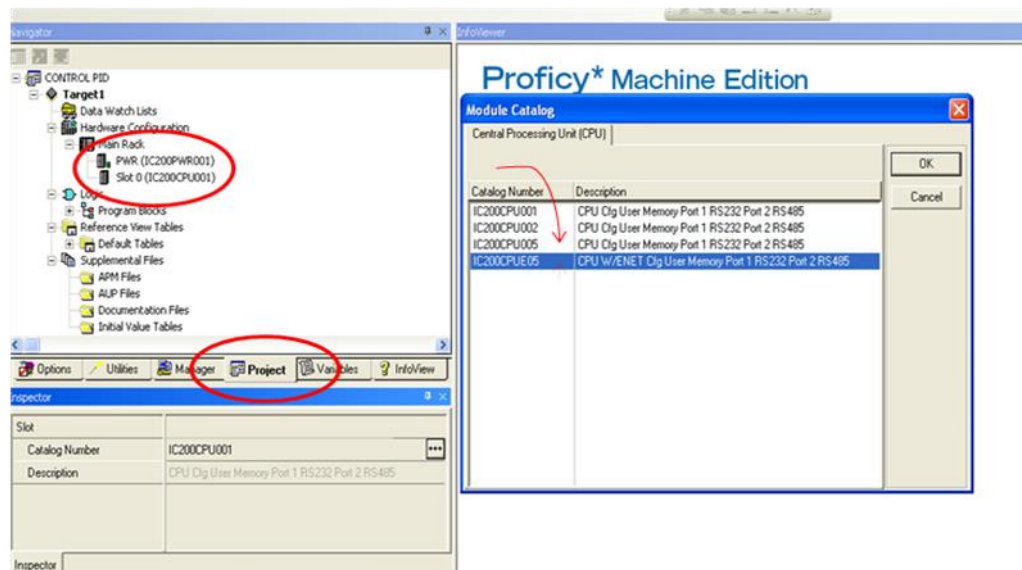


Fig.3.16. Configuración de CPU

Una vez configurado el CPU se realizan los mismos pasos para la configuración de la fuente de poder (**PWR**), damos click derecho, y en **“configurar”** en la pantalla **“Module Catalog”** y seleccionamos la fuente **IC200PWR002**, y damos **“ok”** (fig.3.16).

Una vez seleccionado nuestro CPU y fuente del PLC, procedemos a configurar los módulos de entrada y salida. Primero en **“Main Rack”** damos click derecho y seleccionamos **“Add Carrier/ Base”**, seleccionamos **IC200CHS003**, después **“ok”** y aparecerá un nuevo **“Slot”** como se ve en la figura 3.17.

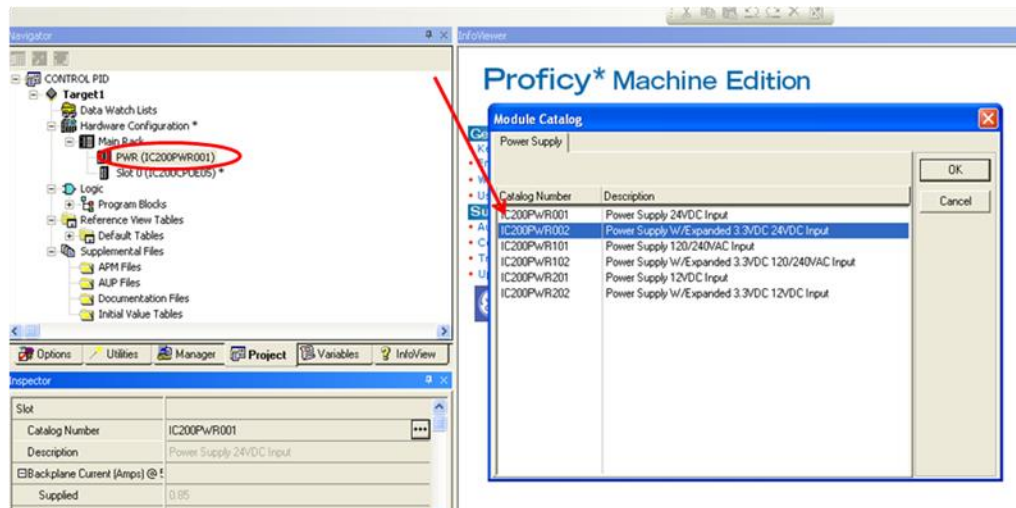


Fig.3.17. Configuración de la fuente de poder PWR

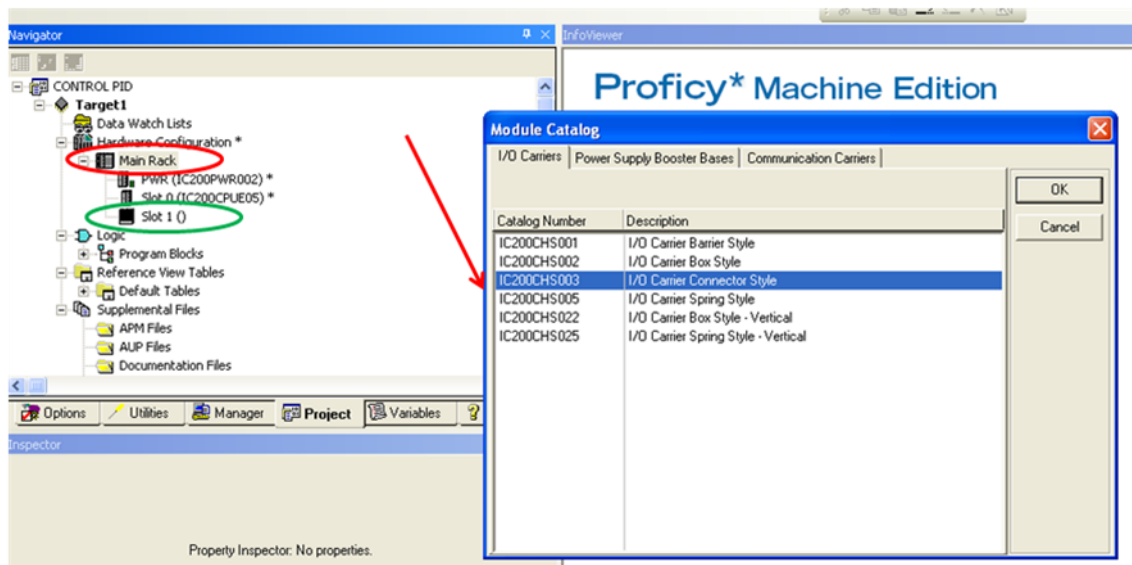


Fig.3.18. Configuración de los módulos de entrada y salida, agregar slots.

Una vez que aparezca el nuevo slot damos clic derecho como se muestra en la figura 3.18, seleccionamos “**Add Module**”, se abrirá una nueva pantalla “**Module Catalog**”.

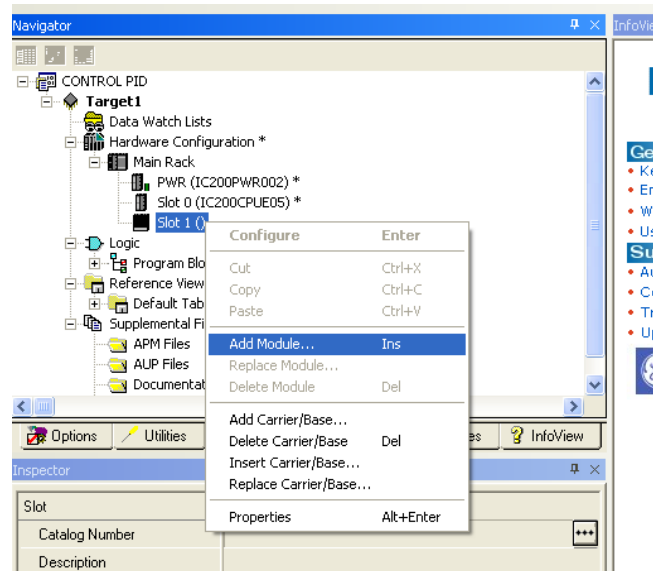


Fig.3.19 Creación y configuración de un slot.

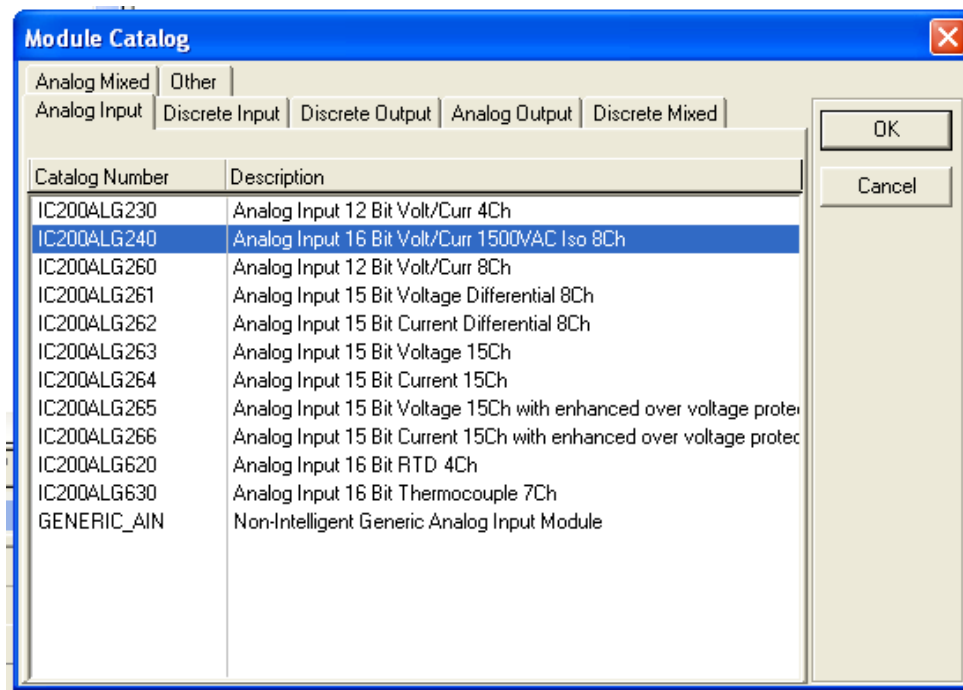


Fig.3.20 Selección de los módulos de entrada y salida

En esta pantalla se selecciona los módulos de entrada y salida de nuestro PLC, para este proyecto la configuración se realizó de la siguiente manera:

Analog Input	IC200ALG240
Analog Output	IC200ALG320F
Discrete Output	IC200MDL640G
Discrete Input	IC200MDL740

Una vez configurado los módulos, estos son integrados en el navegador (figura 3.21):

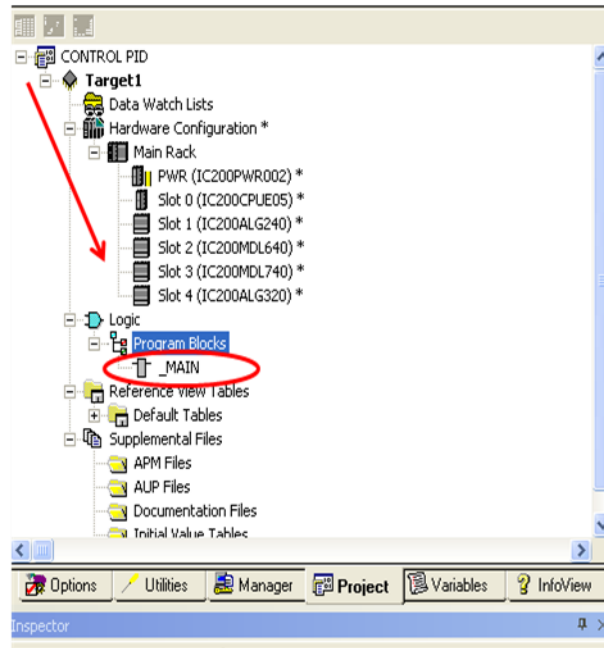


Fig.3.21 Configuración finalizada del Hardware

4.- Configurar el tipo de comunicación.

Finalmente para concluir con la configuración de nuestro PLC hay que definir el tipo de comunicación hacia el computador, ésta puede ser por puerto serial o por puerto Ethernet. En el navegador mediante un clic derecho en “Target 1” elegimos la opción **“properties”** (figura 3.21), se abre la pantalla “inspector” donde se muestran todas las características de nuestra tarjeta, en la opción **“Physical Port”** elegimos **Ethernet** y escribimos la dirección IP a utilizar, en este caso la Dirección utilizada es **192.168.1.170**.

En este mismo apartado podemos cambiar el nombre de la tarjeta, en la figura 3.22 se observa como la tarjeta de nuestro proyecto no es “Target 1” si no se hace llamar “**BBN**”, esta configuración es opcional.

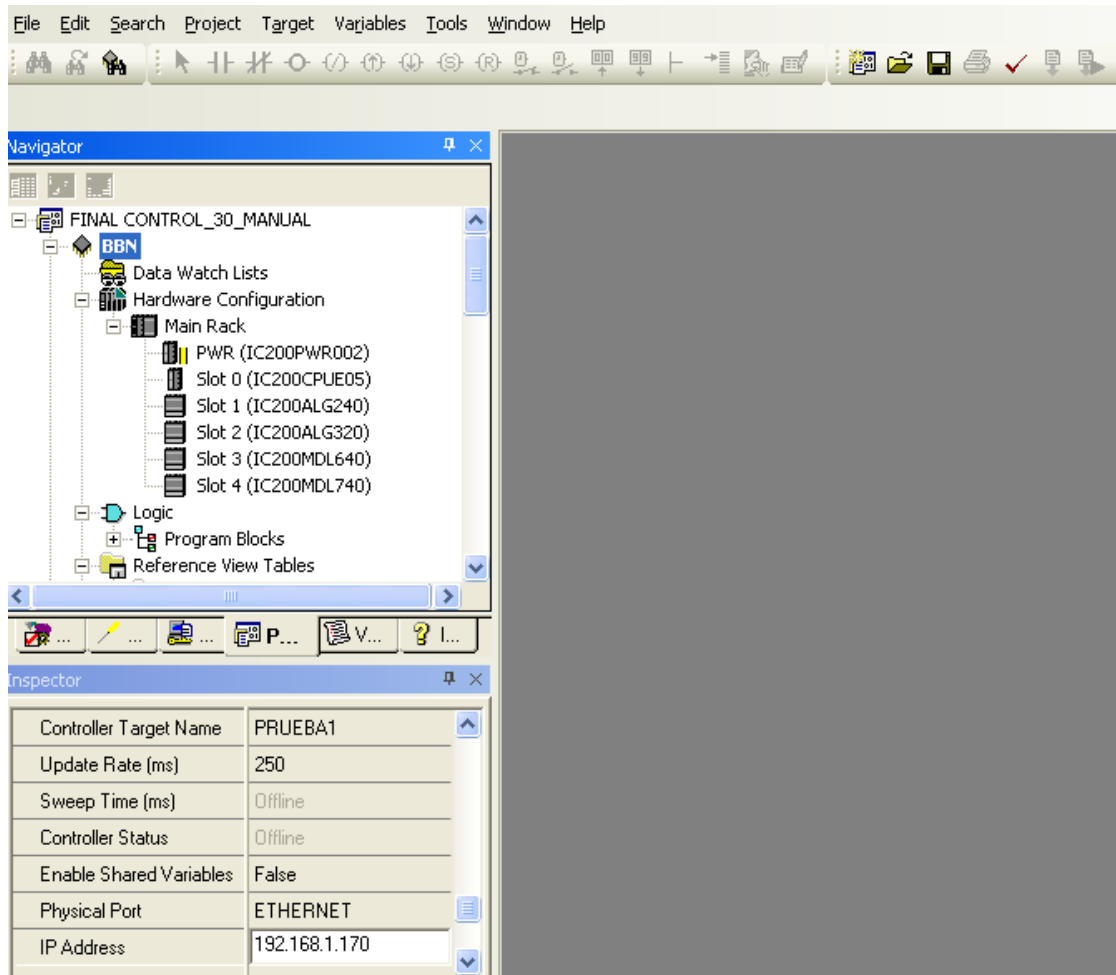
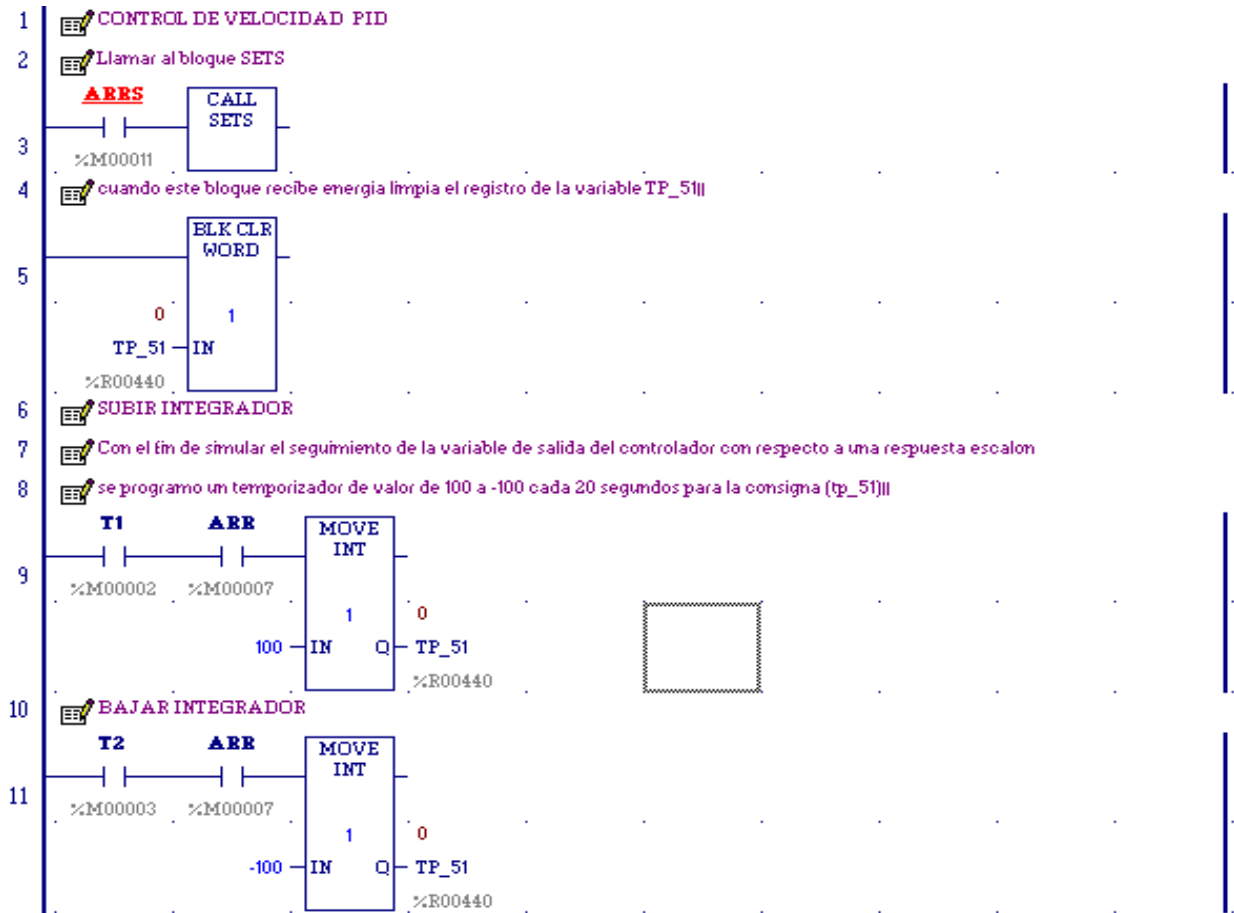


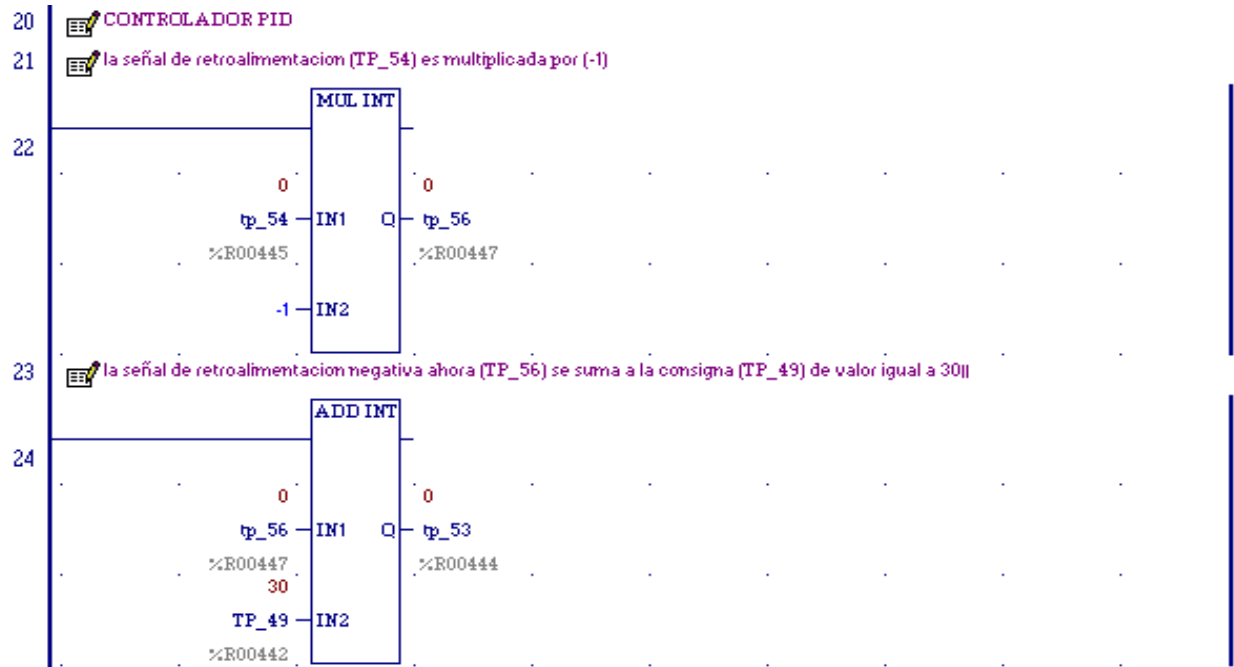
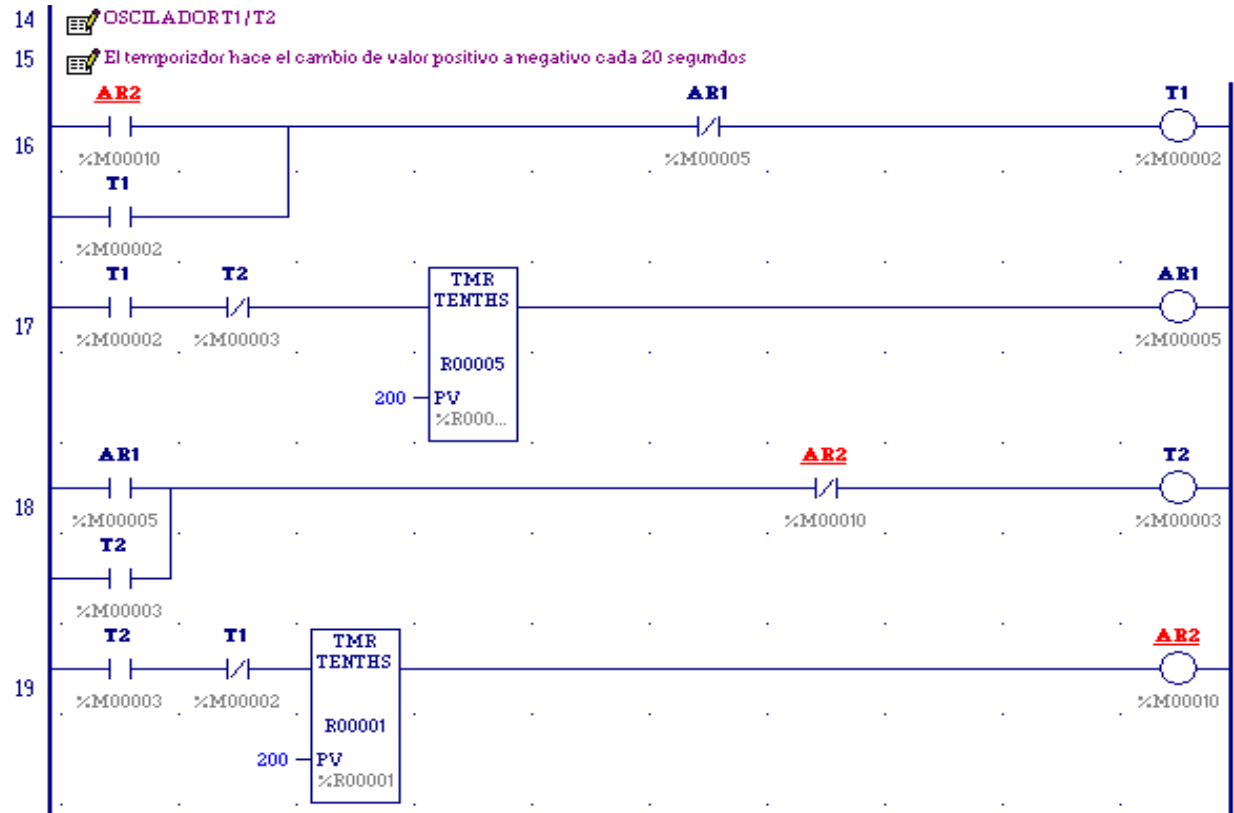
Fig.3.22 Configuración del puerto Físico.

Para programar el controlador, se trabajó con lógica tipo escalera en un programa bloques principal llamado “**MAIN**”.

3.2.1.- Programa LD del controlador PID Base.

En este diseño se usaron 2 funciones PID, el primero es llamado PID_500 cuya función es controlar y disminuir el error; y el segundo PID_600 funciona como el posicionador del distribuidor. El diagrama bloques se muestra a continuación.

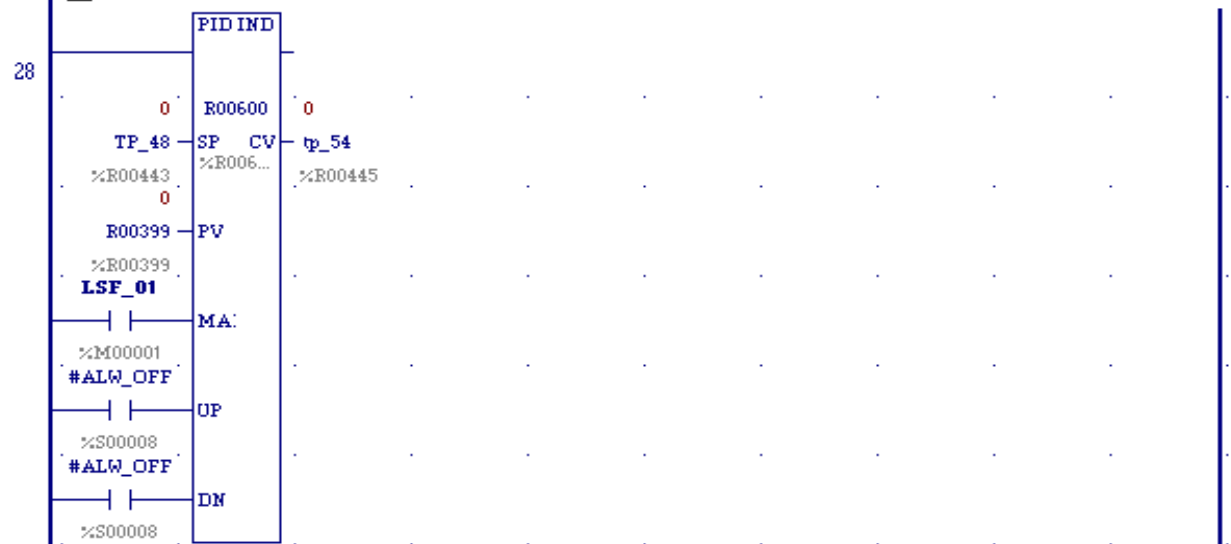




25 La suma de la consigna y la retroalimentacion inversa (TP_53) entra al bloque PID , junto con una ||variable de proceso R00399 igual a cero||

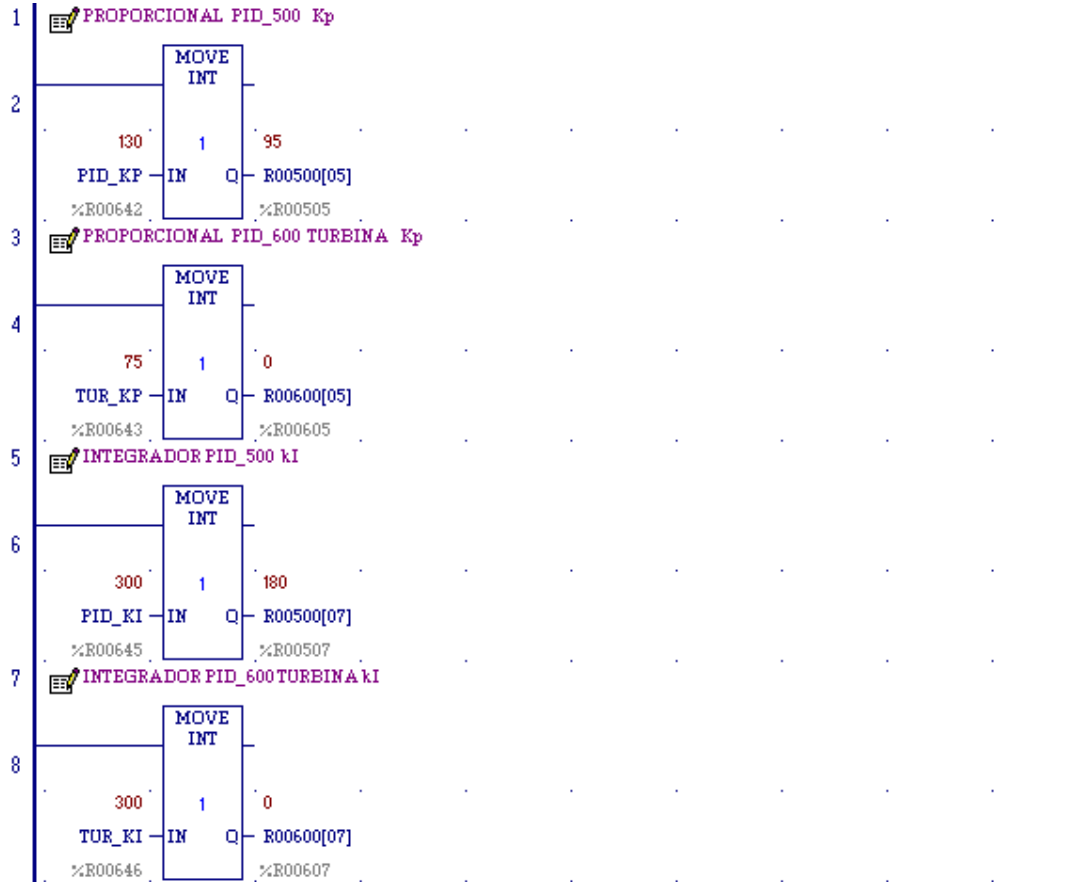


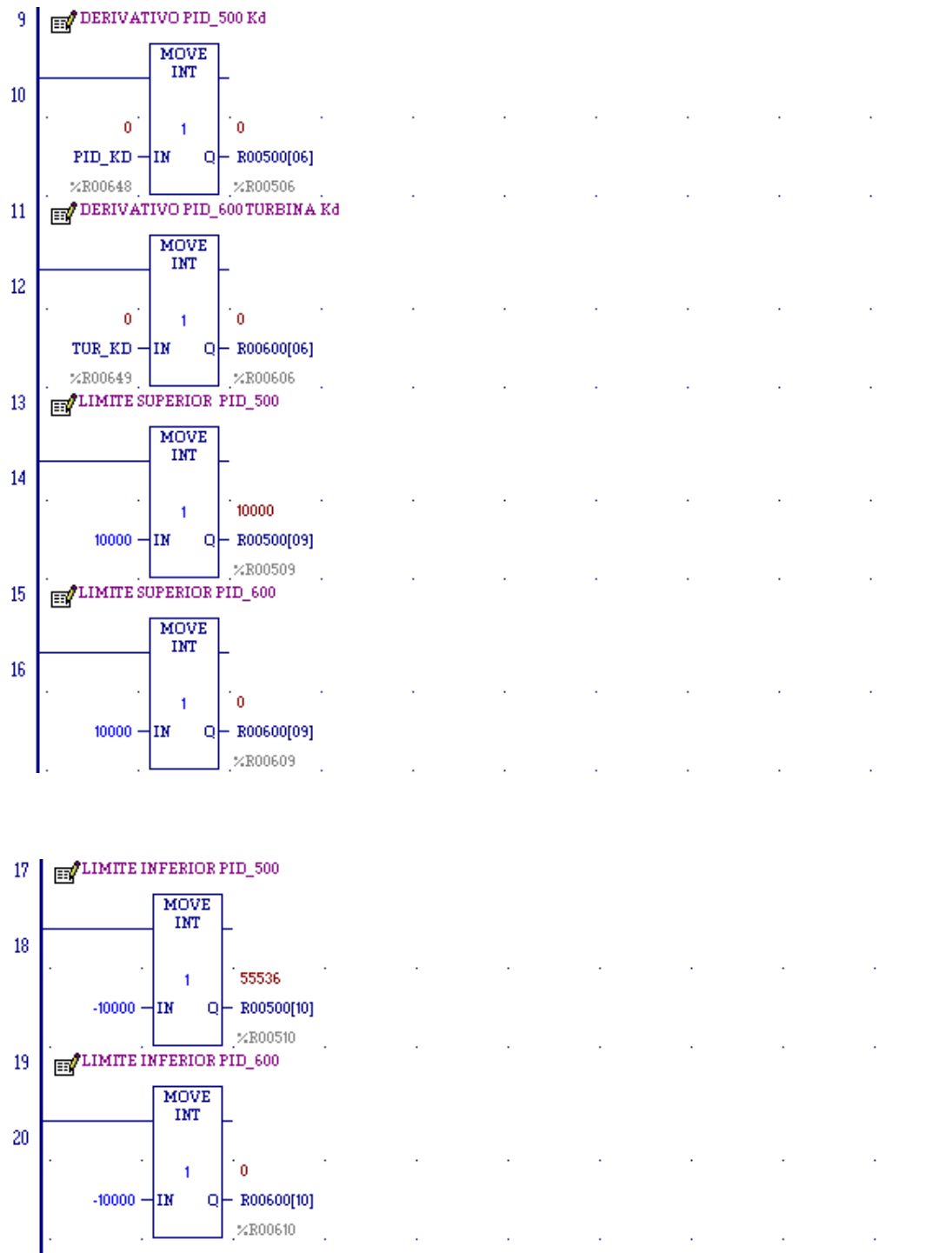
27 La señal de salida del PID_500 (TP_48) entra a un nuevo PID_600 .



Las Funciones PID ocupan los espacios de memoria R00500 y R00600 respectivamente, estos son variables del tipo "Array" es decir en arreglo de memoria, estos arreglos son las variables de la ganancia integral, proporcional y derivativa.

En la línea 3 del programa se usa la función CALL que manda a llamar el bloque SETS, este bloque es el siguiente:





Para este primer programa se creó una interfaz (figura 3.23) que permite visualizar en una gráfica la señal de consigna y la señal de salida del controlador, así como varios displays de entrada de datos para que el usuario pueda modificar la consigna (set

point), la variable proporcional integral y derivativa tanto del PID_500 como del PID_600.

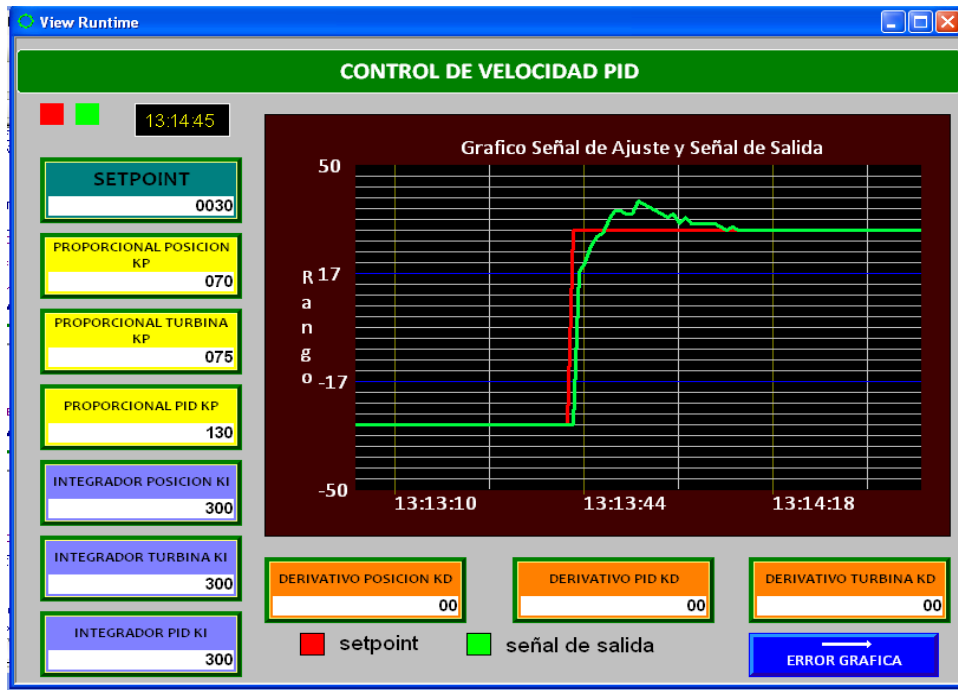


Fig.3.23 Interface (HMI) para el control de velocidad. Se muestra en el gráfico la respuesta escalón del sistema.

Una vez creado el programa; a prueba y error se ajustaron los valores de las ganancias hasta obtener una respuesta estable en un tiempo aproximado de 25 segundos. Los valores de ganancias fijados son los que se muestran en la figura 3.23.

En la figura 3.24 vemos como se comporta el sistema sin la acción integral, este oscila y punto de ajuste es alcanzado solo por unos instantes.

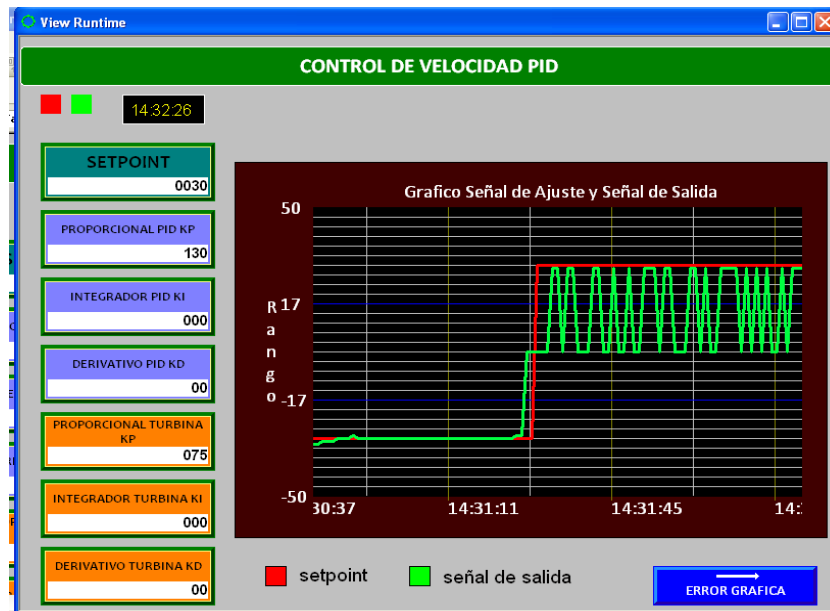


Fig.3.24 Respuesta del sistema sin la acción integral ni derivativa

En la figura 3.25, se observa que para estos valores de ganancias el sobrepaso de la respuesta del sistema excede el 25% máximo permitido, por tanto, nunca se alcanza el punto de ajuste deseado.

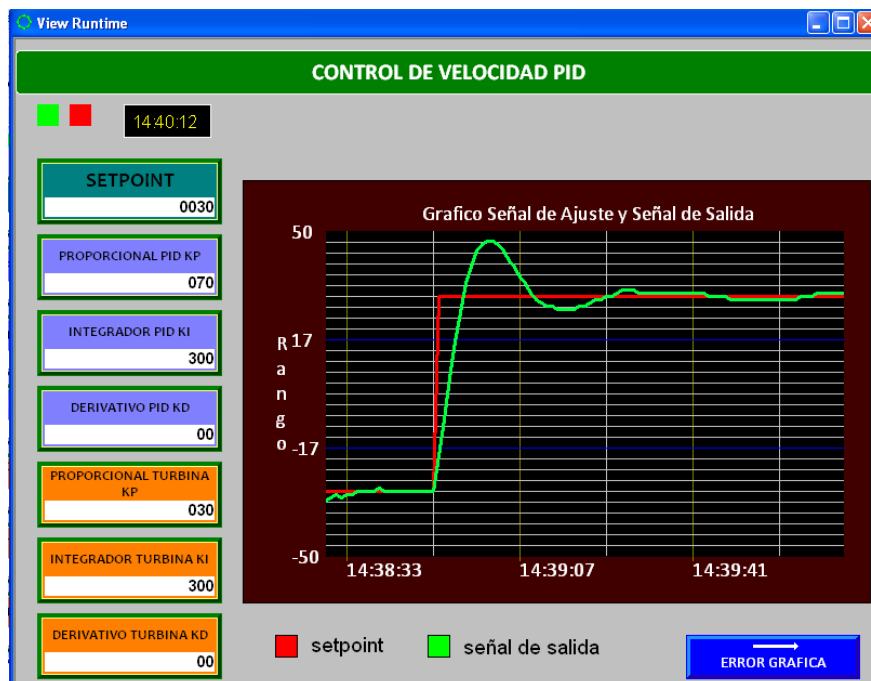


Figura 3.25. Respuesta del sistema para valores de 70 y 30 de ganancia integral

En la figura 3.26, se observa que al aumentar la acción proporcional el sobrepaso se va haciendo menor.



Fig. 3.26 al aumentar la acción proporcional disminuye el sobrepaso.

3.2.2 CONTROLADOR PID CON 2 PUNTOS DE AJUSTE: SETPOINT DE FRECUENCIA Y SETPOINT DE POTENCIA

Para la segunda parte del controlador, se estableció un controlador manipulado por 2 puntos de ajuste, un ajuste por velocidad y ajuste de frecuencia. El diagrama bloques se muestra en la figura 3.27.

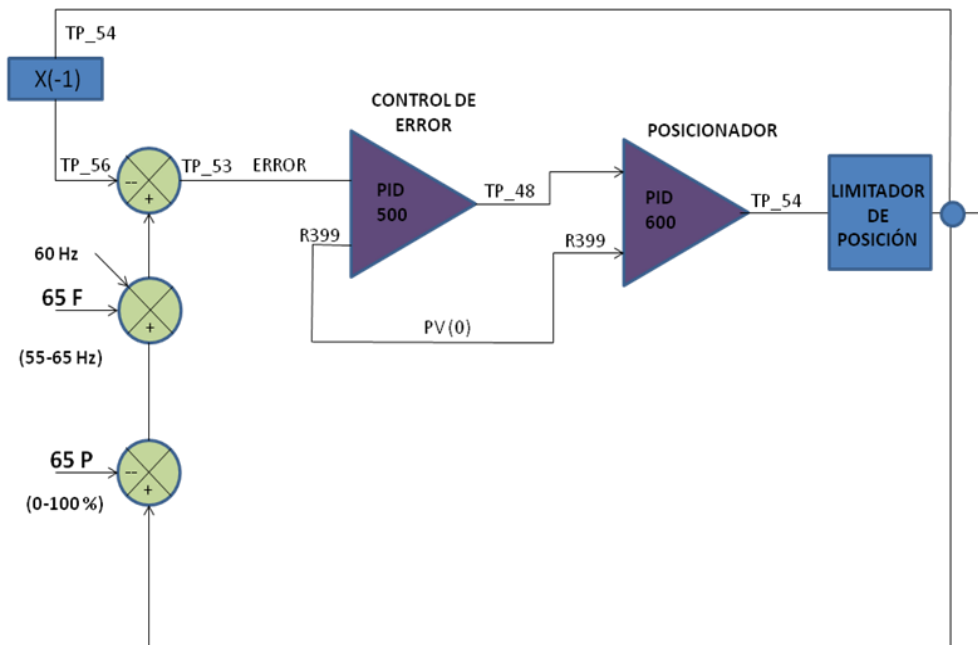


Fig. 3.27 Diagrama Bloques de un CONTROL PID con ajuste de velocidad y potencia

Este control tiene las siguientes características:

- La señal de ajuste a diferencia de la programación anterior está dada por pulsos, cada cambio de nivel bajo a nivel alto incrementa el contador.
- En el control de velocidad tiene un incremento de 0.01 HZ en cada pulso.
- El control de potencia tiene un incremento de 1 en cada pulso.

- Al cargar el programa este se mantiene con valores de 0, al arrancar el sistema la consigna toma un valor de 60Hz, el controlador se ajusta a dicho valor en un tiempo aproximado de 30 segundos.
- Al apagar el controlador este retorna a valores de 0; en relación a la velocidad cae hasta 55Hz.

La programación de este control se hizo en un bloque principal y 3 subrutinas. El bloque principal "**Main**" contiene el controlador PID, las funciones CALL para llamar las subrutinas y los limitadores de posición del distribuidor.

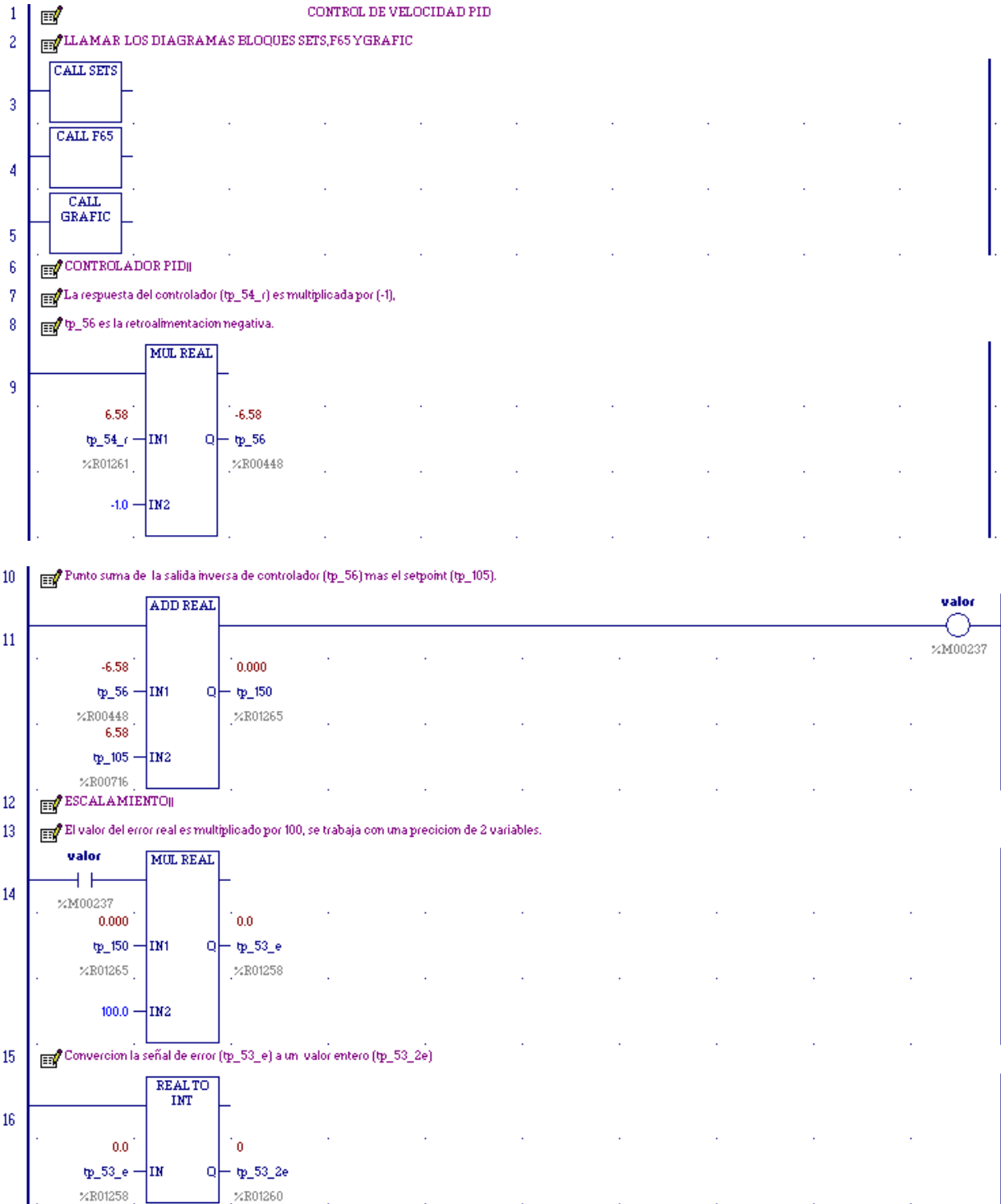
La subrutina "**F65**" contiene la programación de los puntos de ajuste y sus limitadores, aquí se usaron contadores y timers que permiten que el setpoint aumente cada vez que recibe un nivel alto, en el caso de la frecuencia se estableció un escalamiento para que el aumento del ajuste sea de 0.01 unidades.

El bloque "**Grafic**" tiene como función hacer la conversión de la variable de salida en unidades de frecuencia y potencia que son mostrados en las graficas del panel de usuario, así como los indicadores de ajuste. Este bloque incluye las condiciones iniciales. Al activar el arranque se carga un valor automático de 60Hz, al dar paro al sistema se activa un retardo que hace que el sistema no vaya a 0 rápidamente.

El bloque **SETS** es el mismo que en el programa anterior, este bloque sirve para modificar la ganancia integral, proporcional y derivativa del PID_500 y PID_600.

3.2.1. Programa LD del controlador PID con ajuste de potencia y frecuencia.

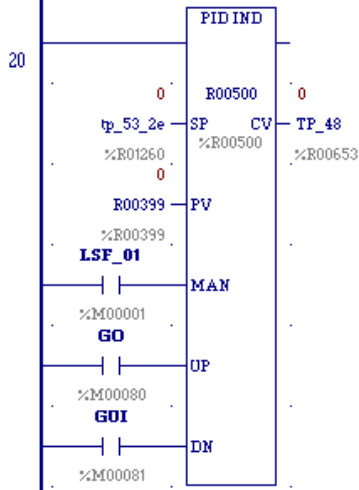
MAIN



17 La señal de error que entra al PID_500 es la variable tp_53_2e ya que la función PID no trabaja con valores reales.

18 CONTROL PID_500,

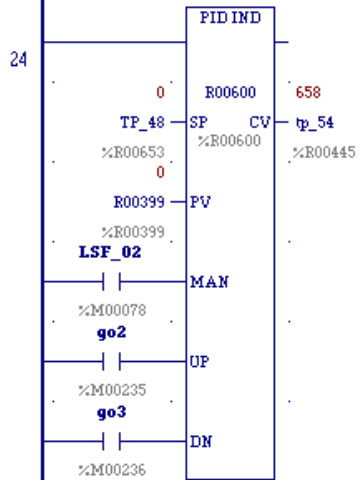
19 CONTROL DE ERROR



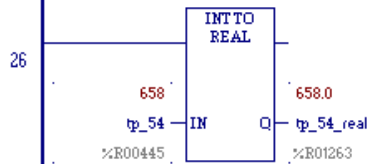
21 CONTROL PID_600

22 CONTROL DE POSICIONADOR

23 la salida del controlador es la variable (tp_54)



25 Conversión de la salida del controlador en una variable Real



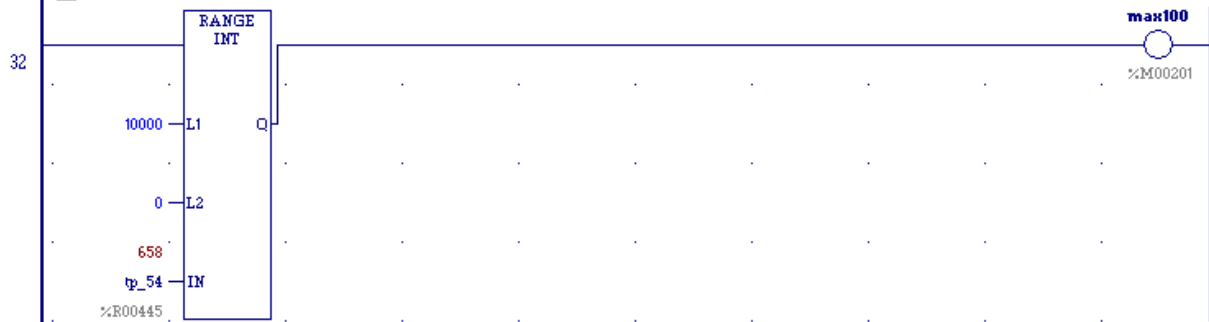
27 División de la variable de salida (tp_54_real) ahora de tipo Real entre 100 (tp_54_r)

28 El resultado de la division es la retroalimentacion del control.



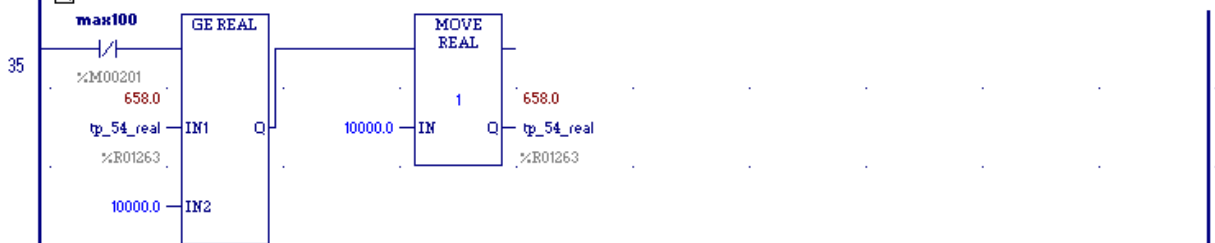
30 LIMITADORES

31 LIMITES DE LA VARIABLE DE SALIDA (0-100 %)

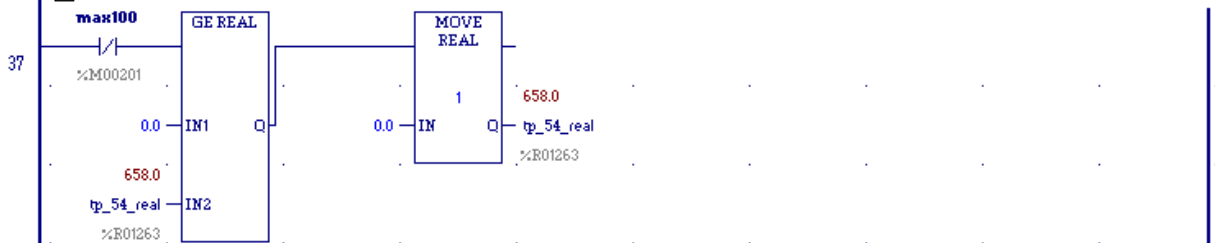


33 En caso de ser mayor la variable de salida a 100, mover a la variable de salida el valor de 100

34 Esta funcion no permite que la salida del controlador sea sobrepase el valor de 100



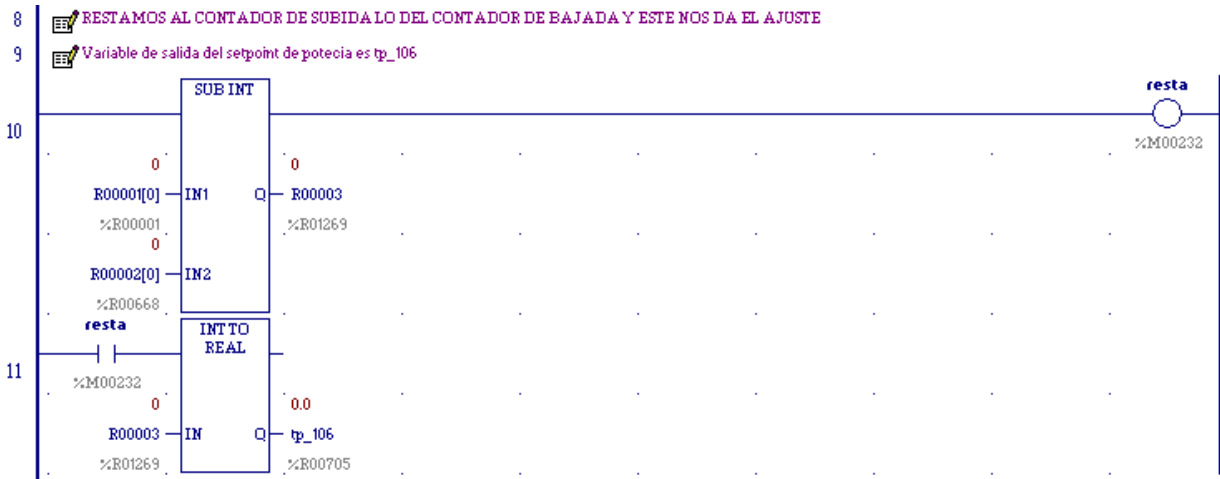
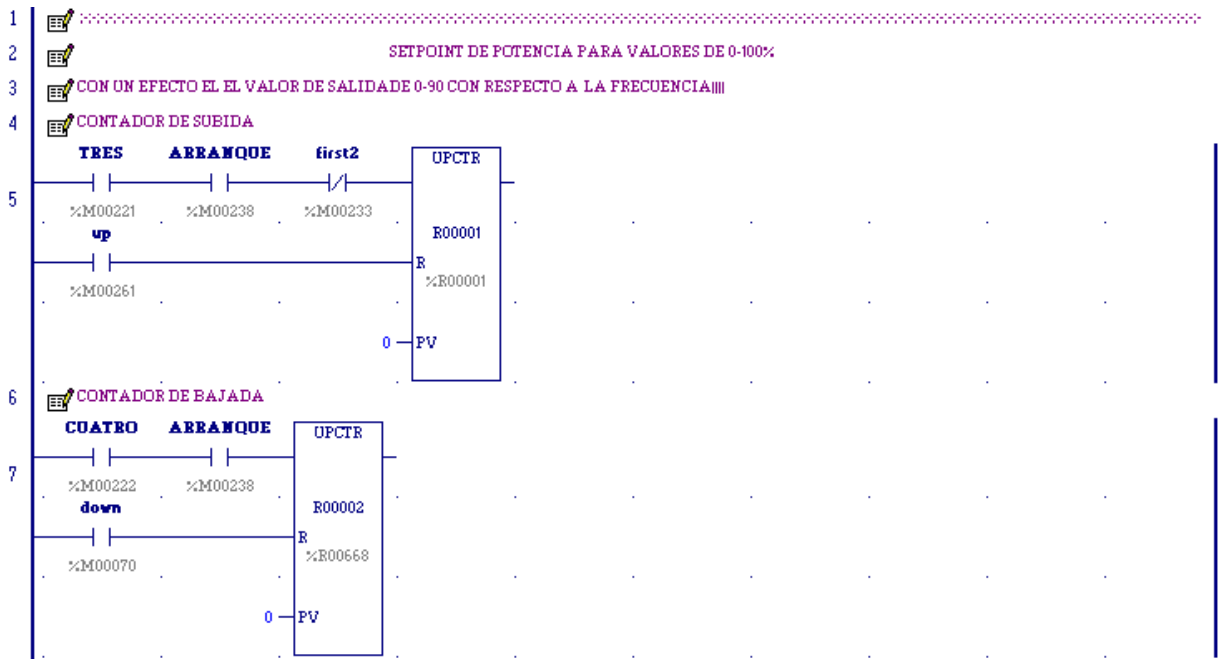
36 En caso de que la variable de salida sea menor que cero, se limita y se fija un valor de cero en la salida hasta que se incremente el ajuste

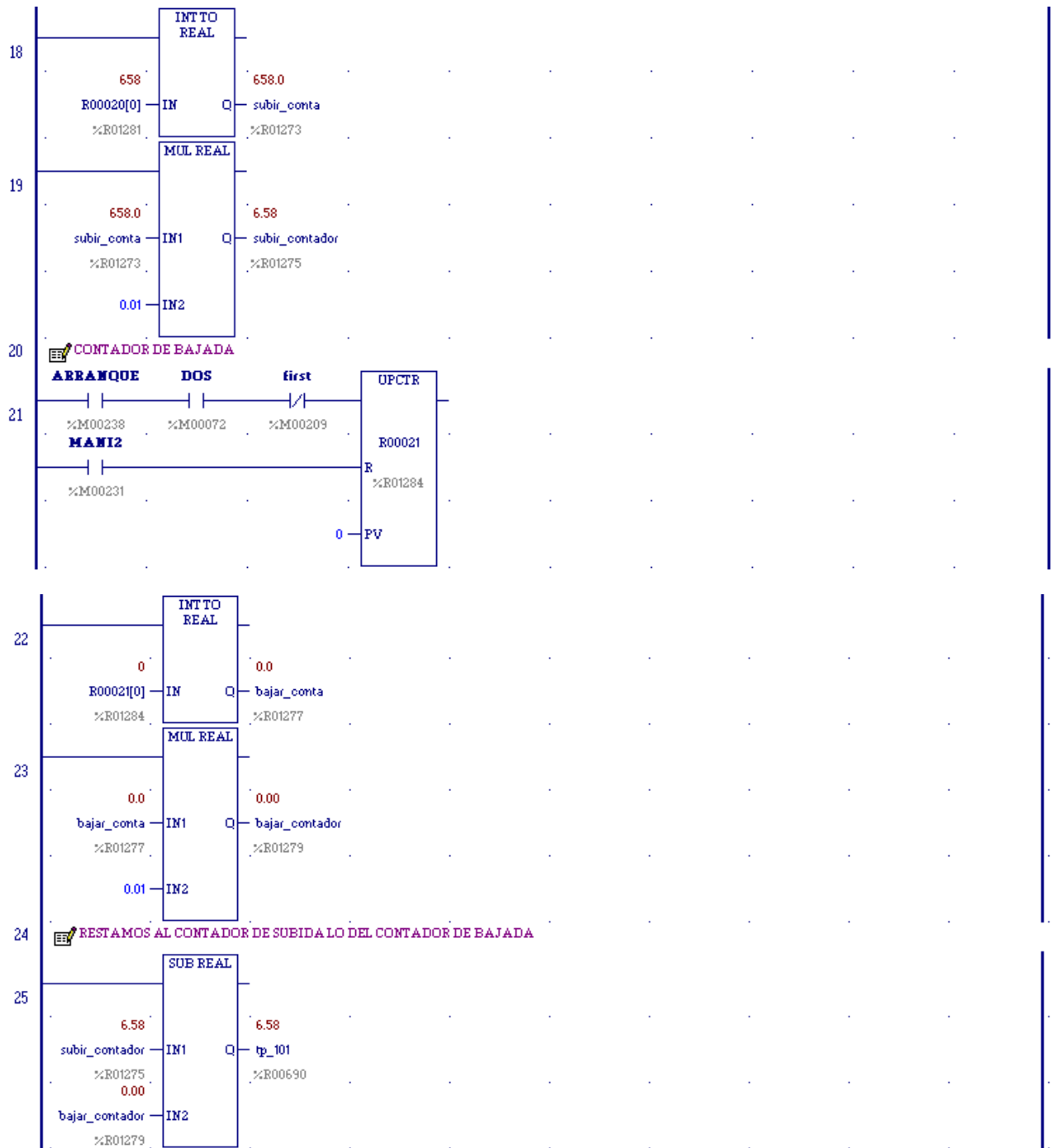


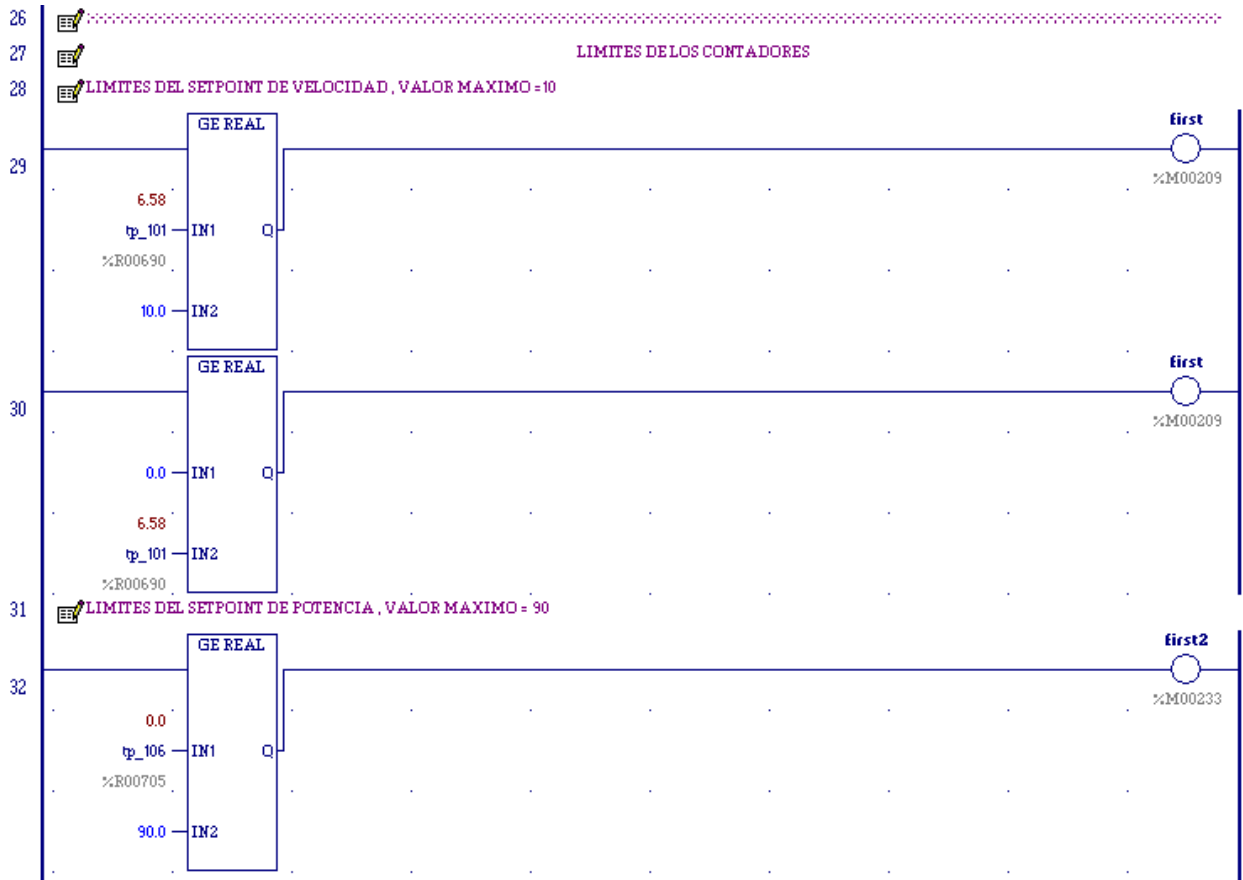
38 SUMATORIA DE LA CONSIGNA DE VELOCIDAD U DE POTENCIA



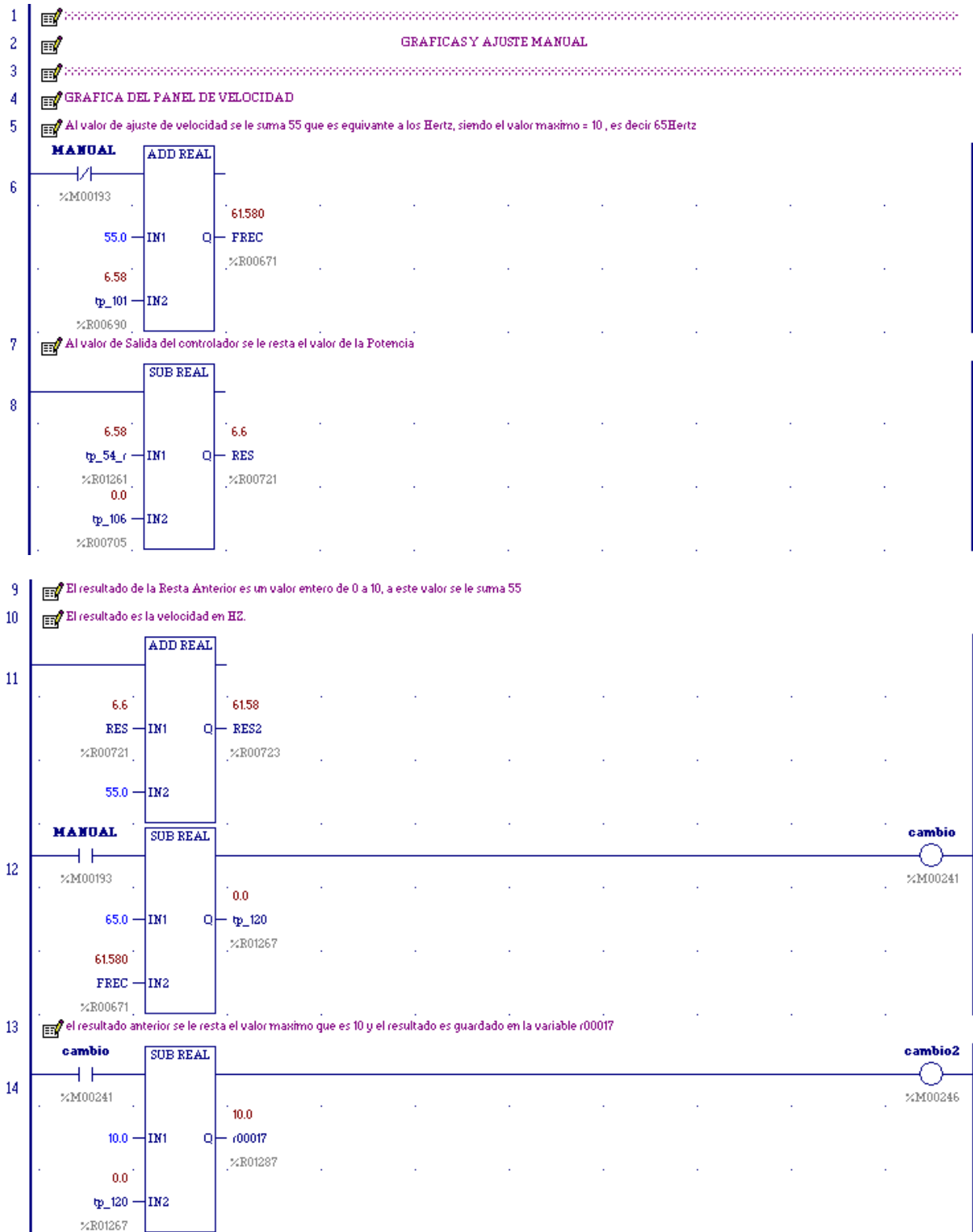
F65

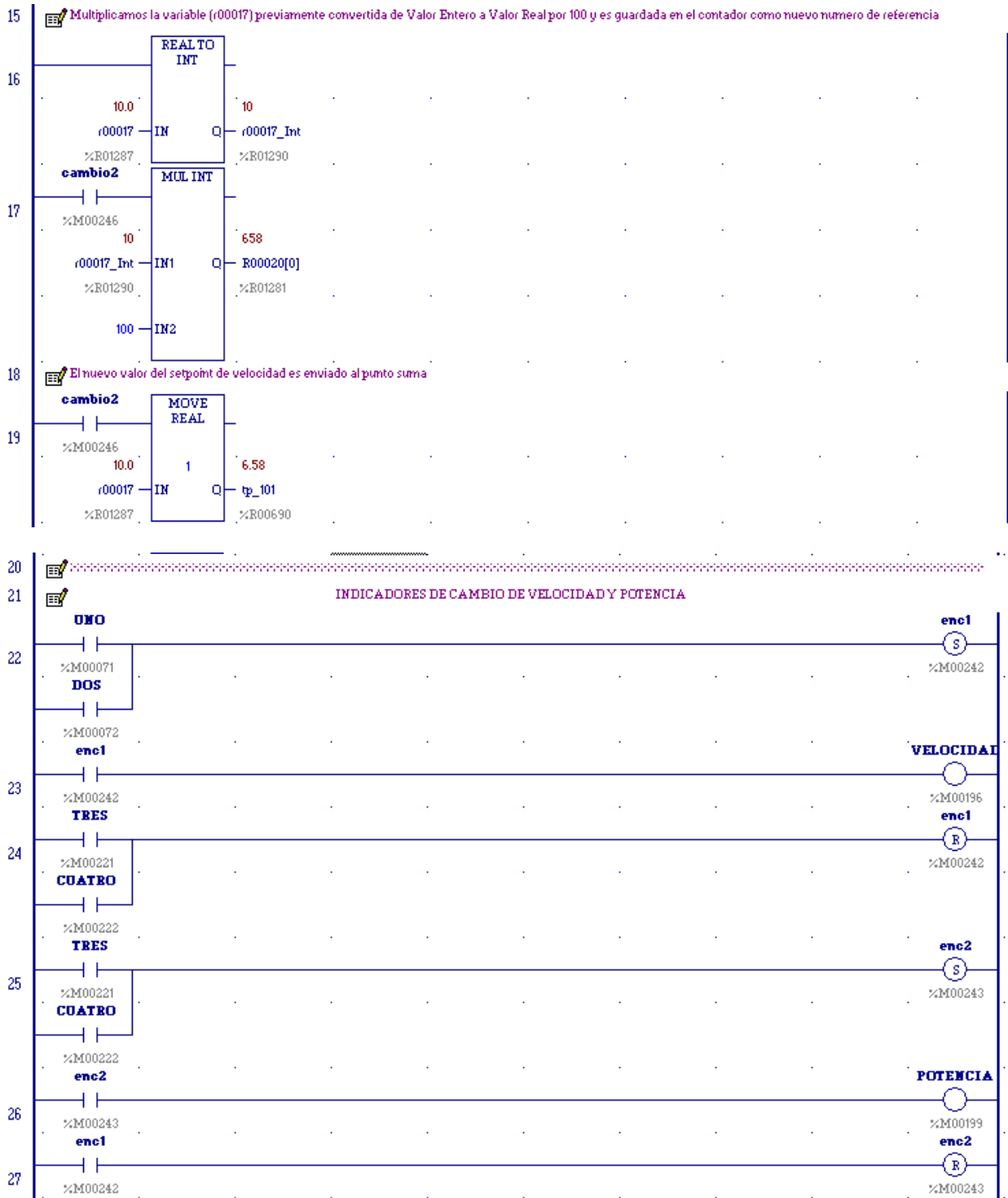


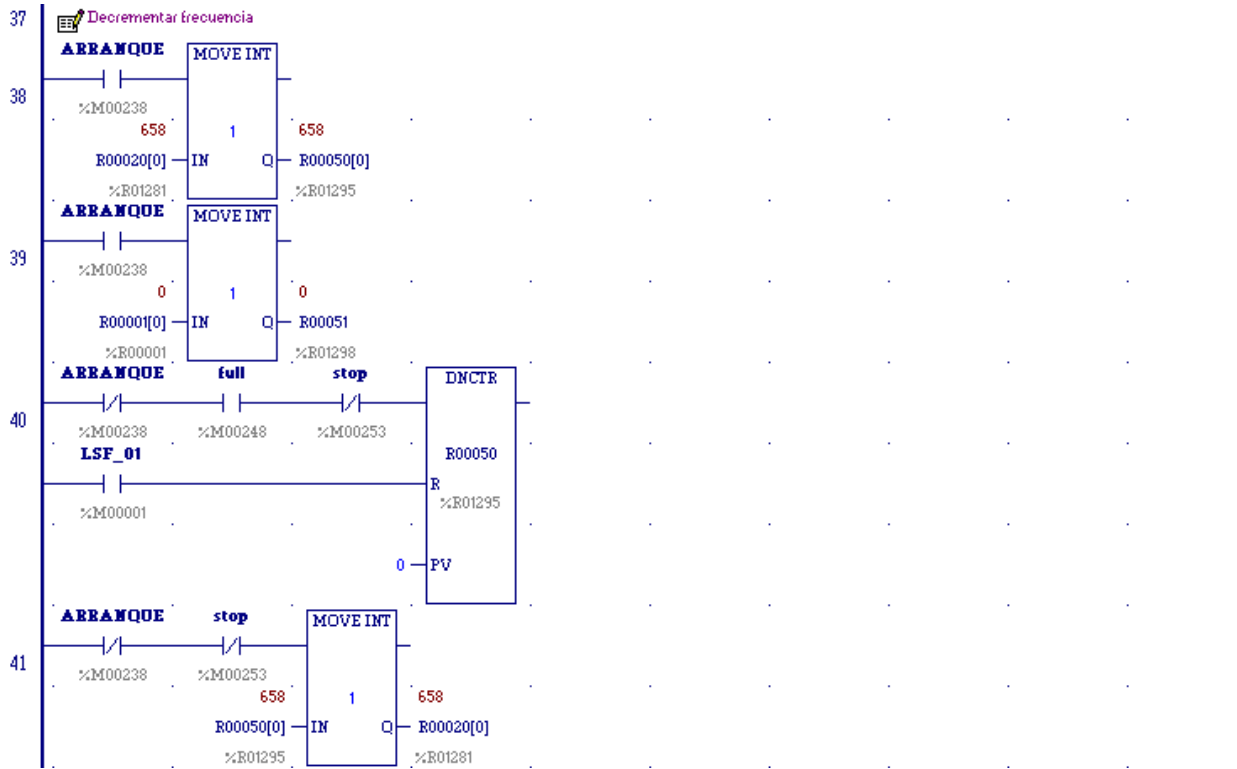
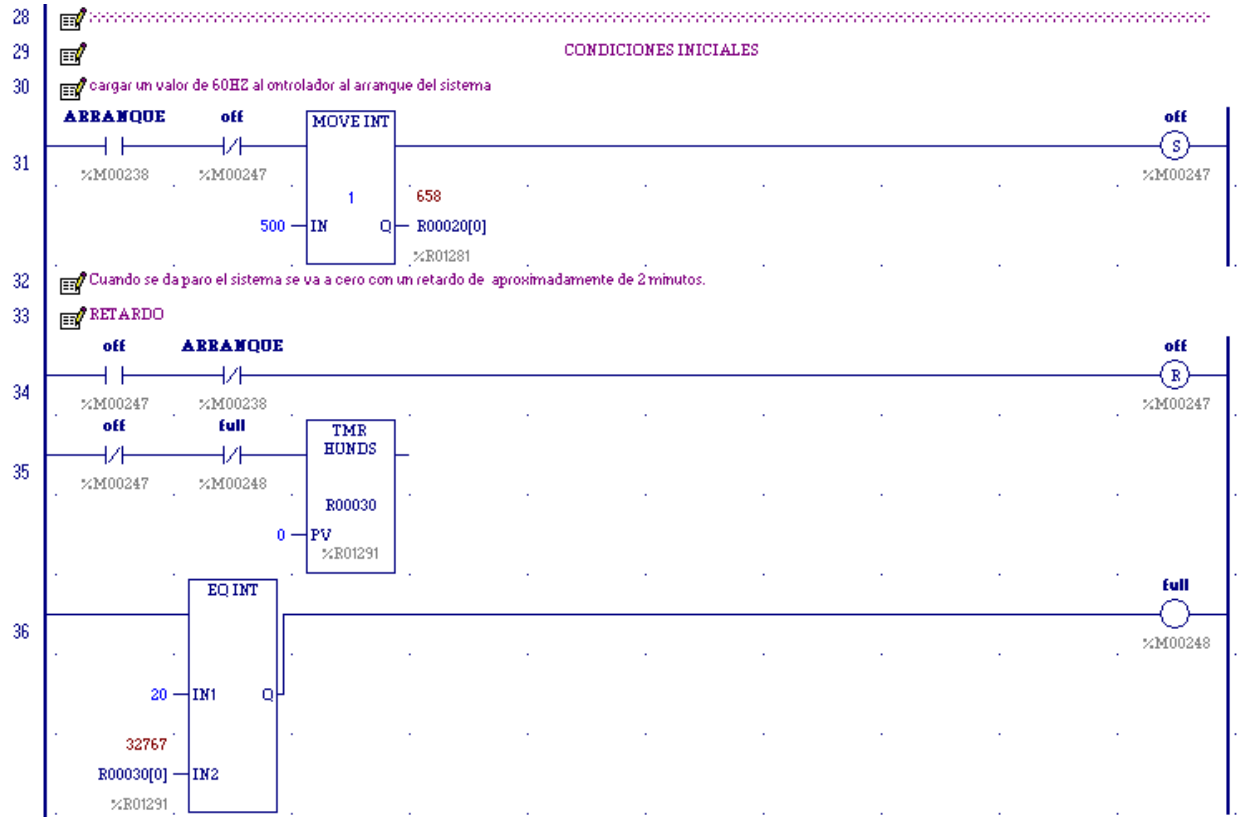


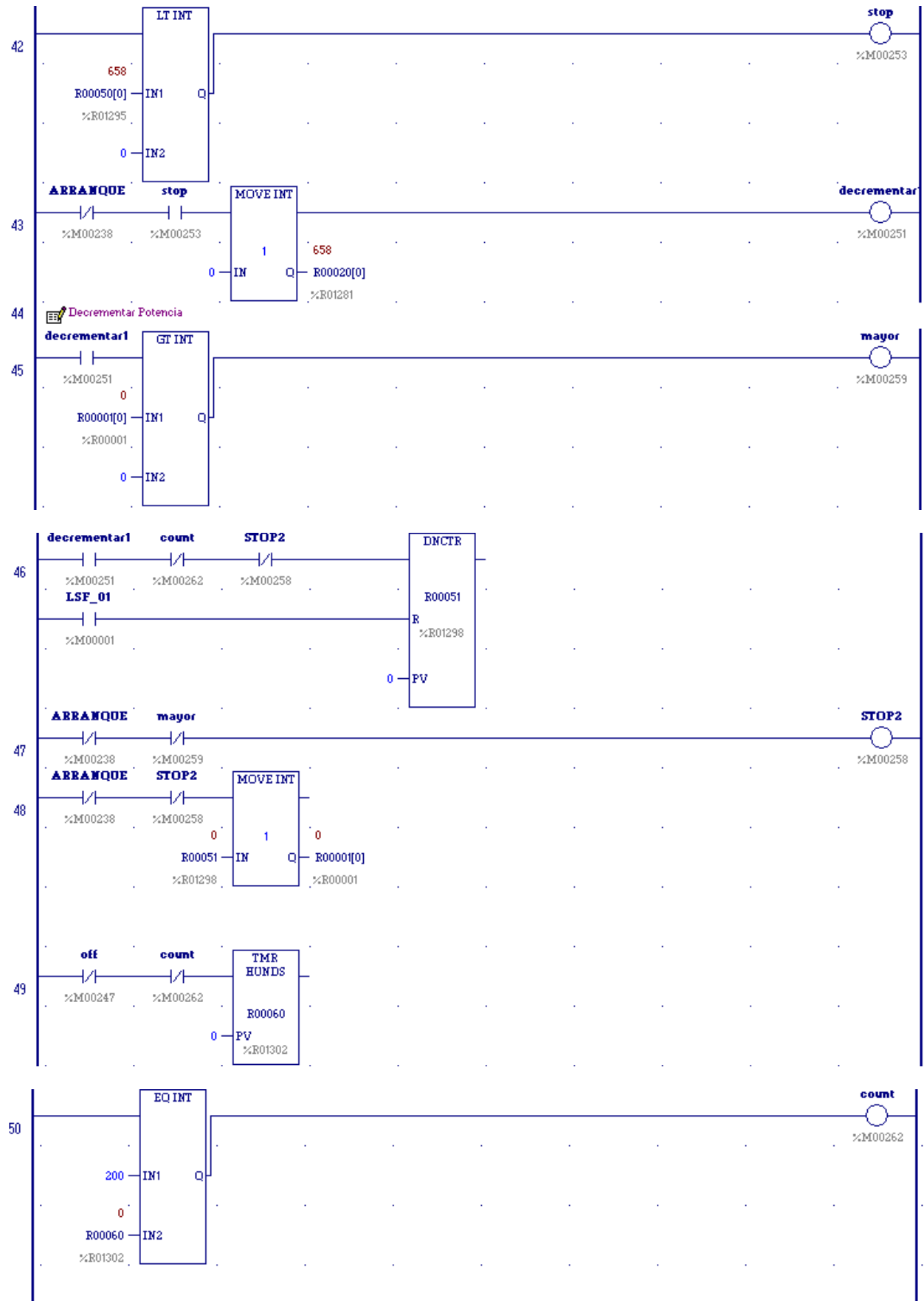


GRAFIC

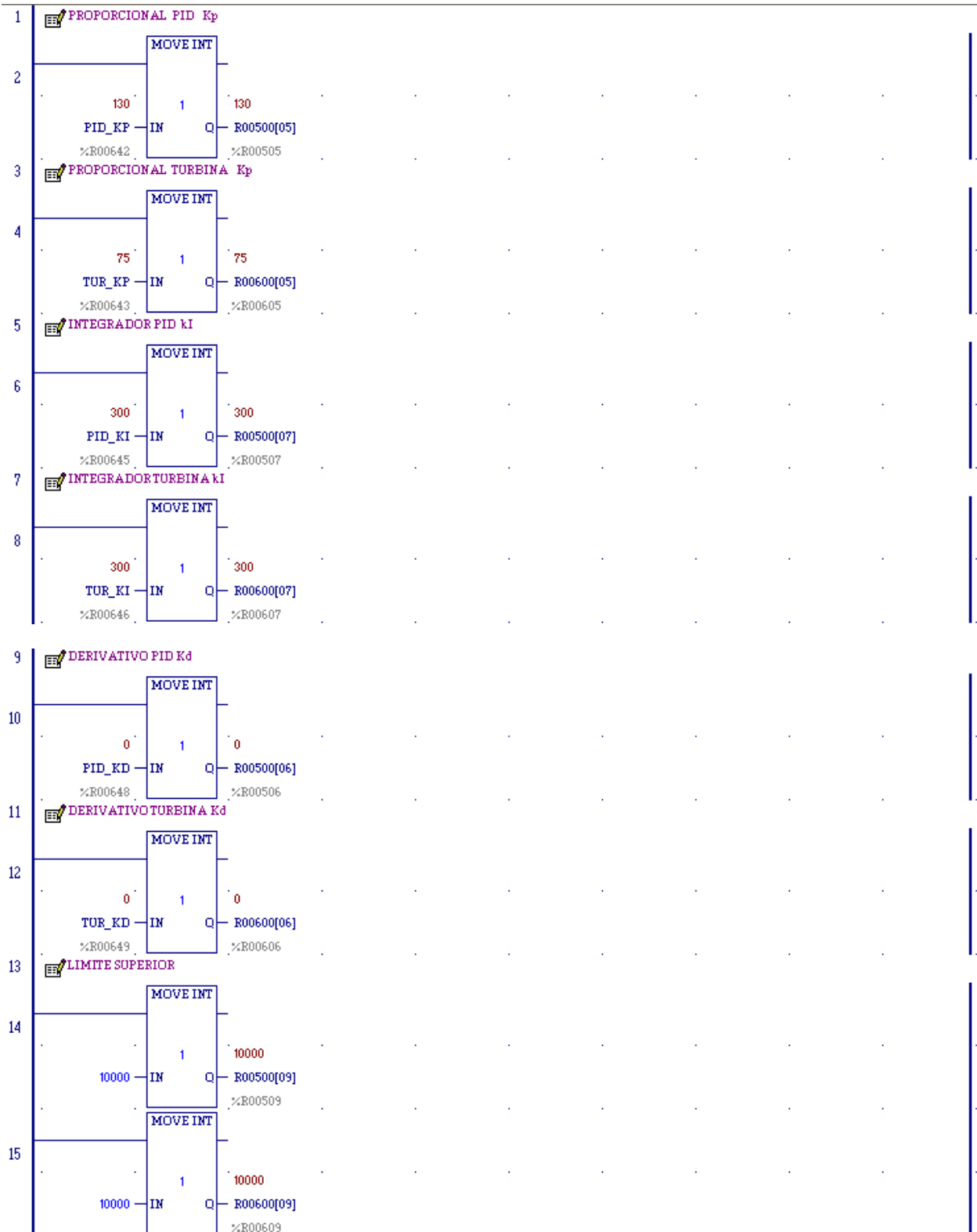








SETS





Terminado nuestro programa y hecho el panel para el usuario (ver Anexo 3) se carga el programa y se pone en modo RUN.

En la pestaña “Target5” seleccionar la opción “Set Active Target” y activar “Target5” para correr la interfaz.

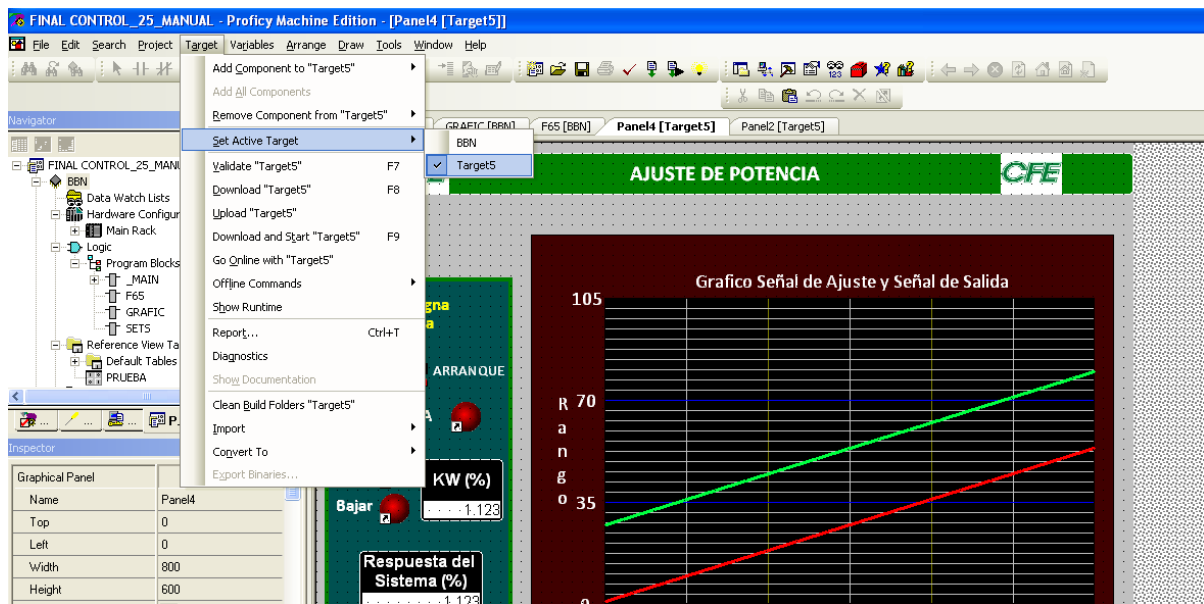


Fig. 3.28 Activar Target5

Una vez activada la tarjeta, inicia su validación y se carga en el controlador, damos “ok”, y en la figura 3.28 vemos como la interfaz está funcionando.

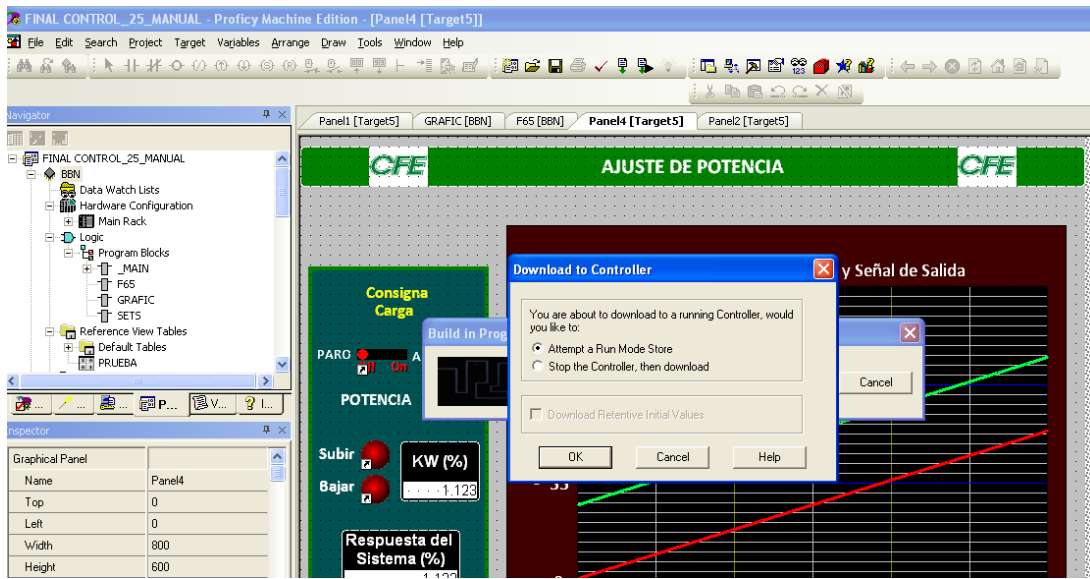


Fig. 3.29 Cargando datos en el controlador.



Fig. 3.30 Interfaz en modo RUN

Posteriormente activamos la tarjeta principal “BBN”, seguimos los pasos anteriores “Set Active Target”- “BBN”

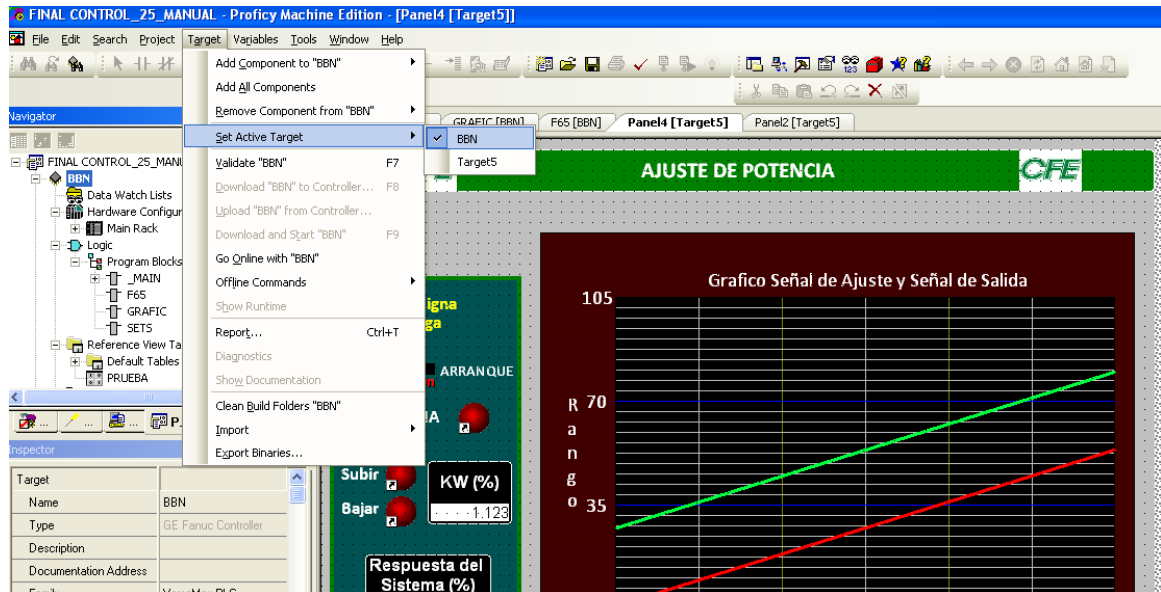


Fig. 3.31 Activar tarjeta principal BBN

En el navegador, en la tarjeta “BBN” con clic derecho seleccionamos la opción “Go Online”- “Set Program Mode” y la tarjeta cambia a color verde indicándonos que se encuentra en modo RUN.

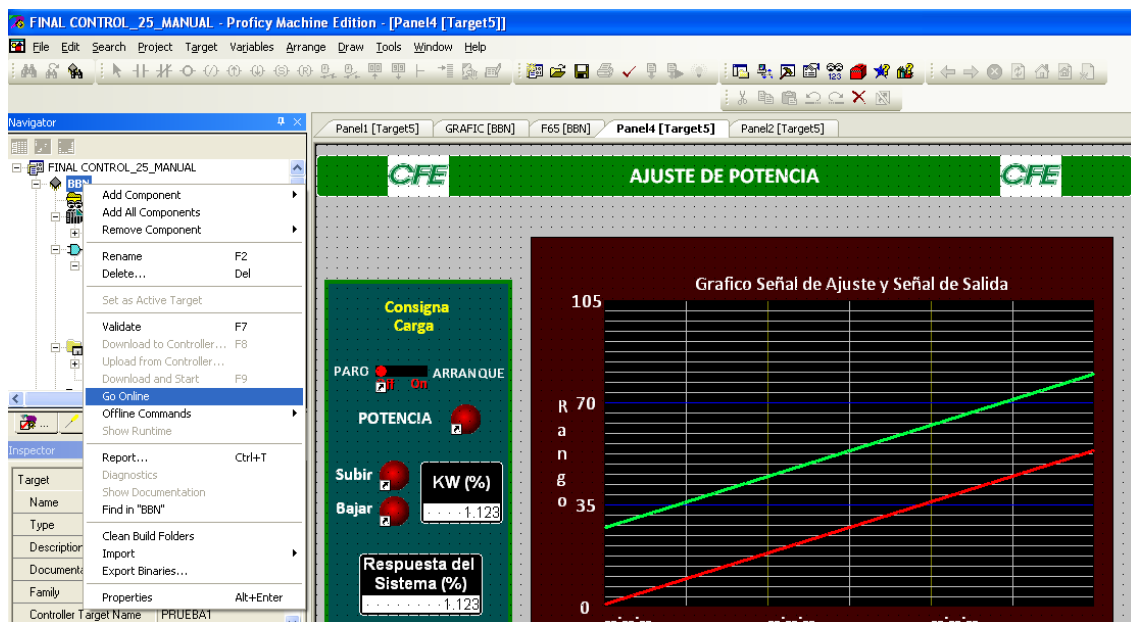


Fig. 3.32 Poner en línea a “target BBN”

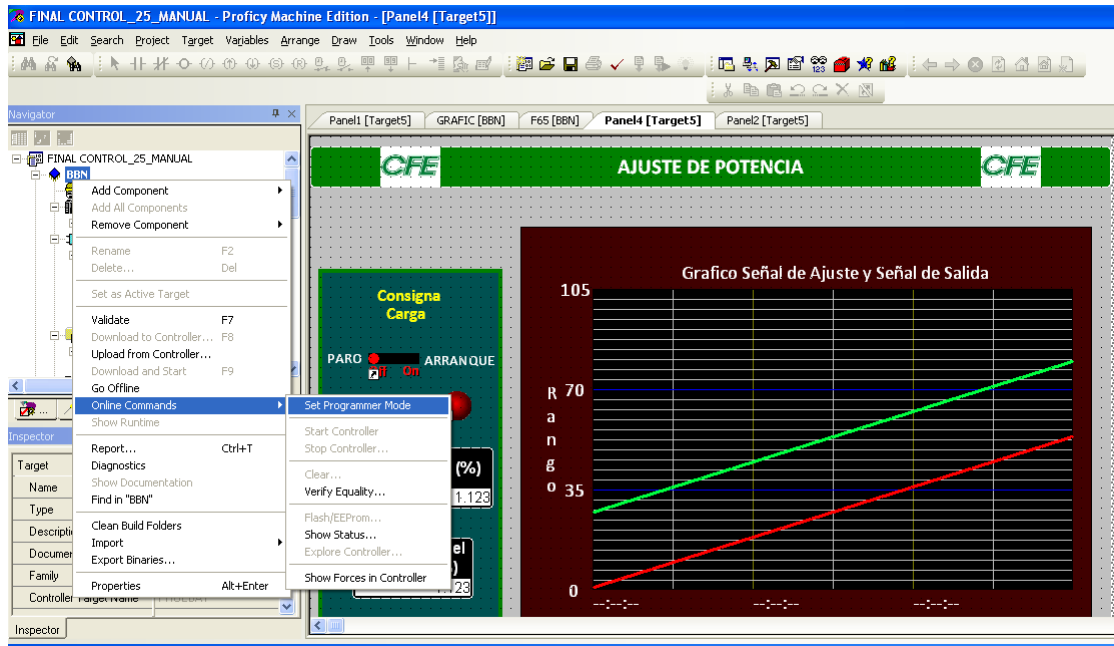


Fig. 3.33 Ajustar tarjeta en modo Programador

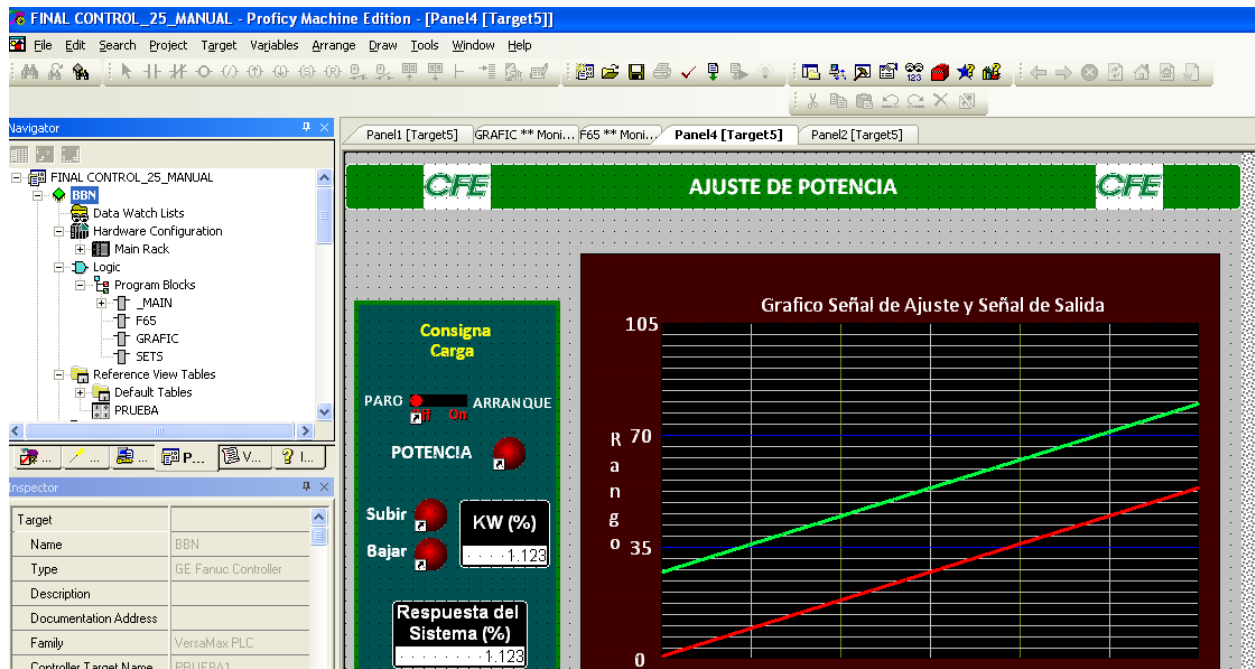


Fig. 3.34 Tarjeta en modo Run, vista del navegador del programa cuando se encuentra en línea

El programa ofrece 2 paneles, uno para ajuste de velocidad y otro para ajuste de potencia (figura 3.35 y 3.36).

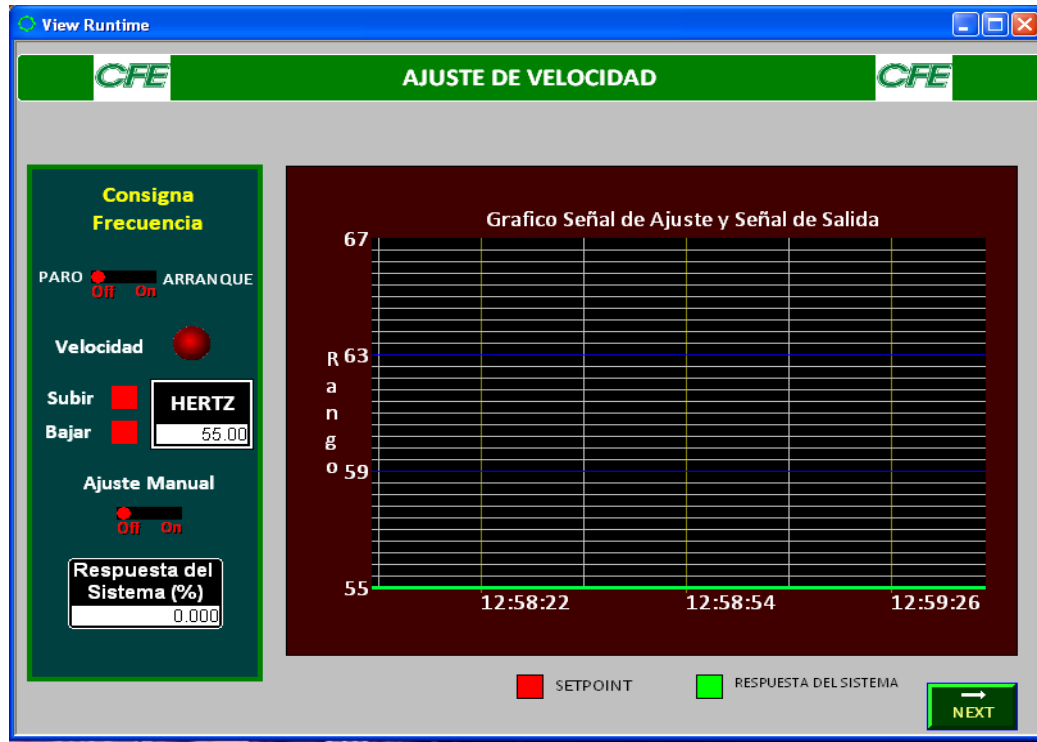


Fig. 3.35 Panel de ajuste de velocidad

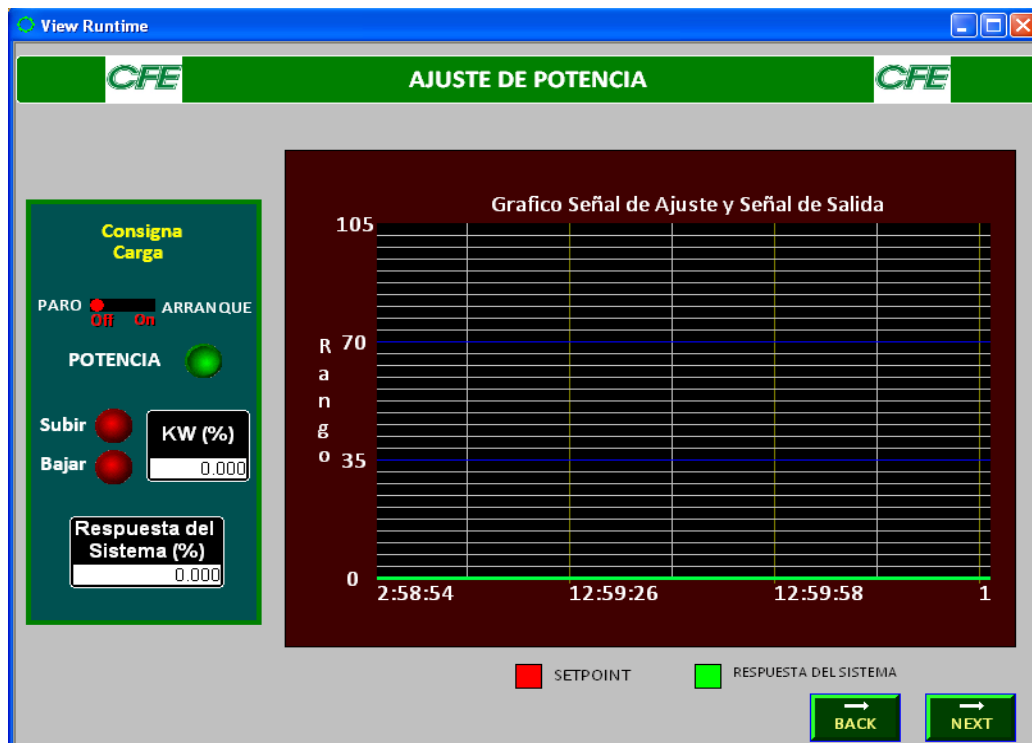


Fig. 3.36 Panel de ajuste de potencia

El sistema en el arranque se encuentra en valores de 0, cuando el switch se cambia a modo “Arranque” se carga un valor de ajuste automático de 60 Hz, en la figura 3.2.25 se observa la respuesta del sistema a un escalón.



Fig.3.37 Sistema en modo Arranque

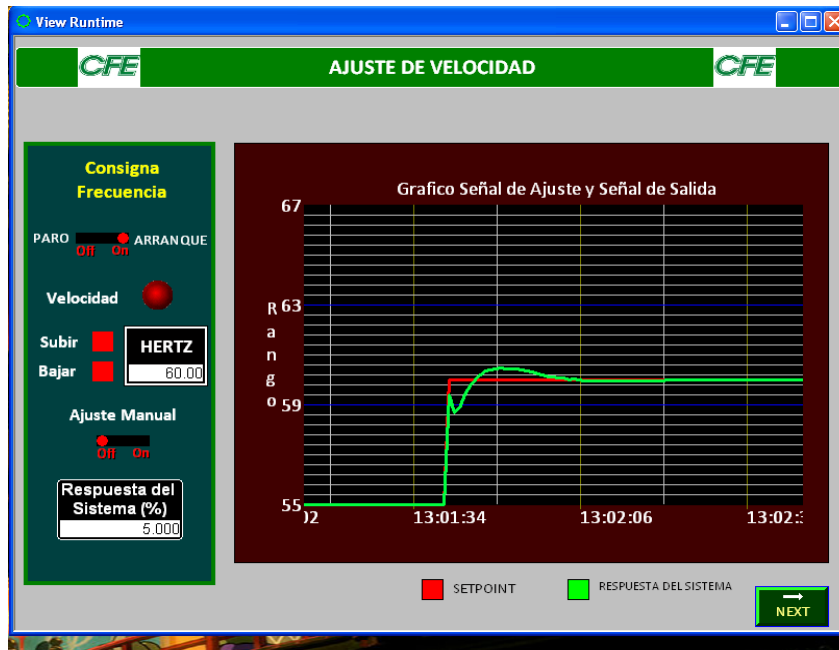


Fig. 3.38 Estabilización del sistema a 60Hz

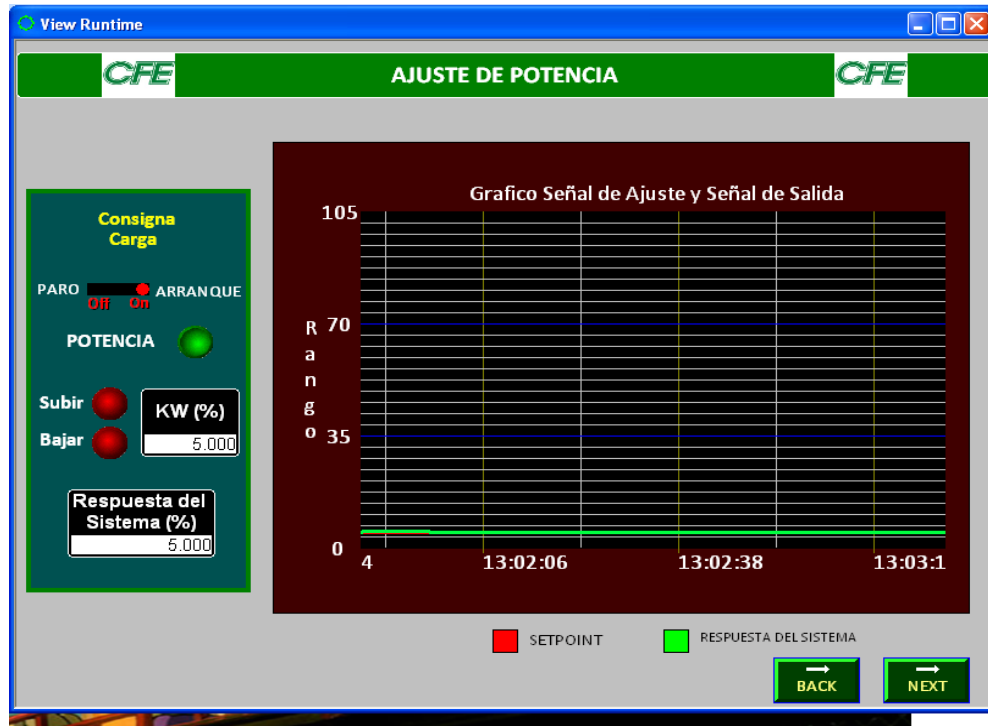


Fig. 3.38a. Gráfica de potencia a 60Hz, representa un 5% de la posición del distribuidor

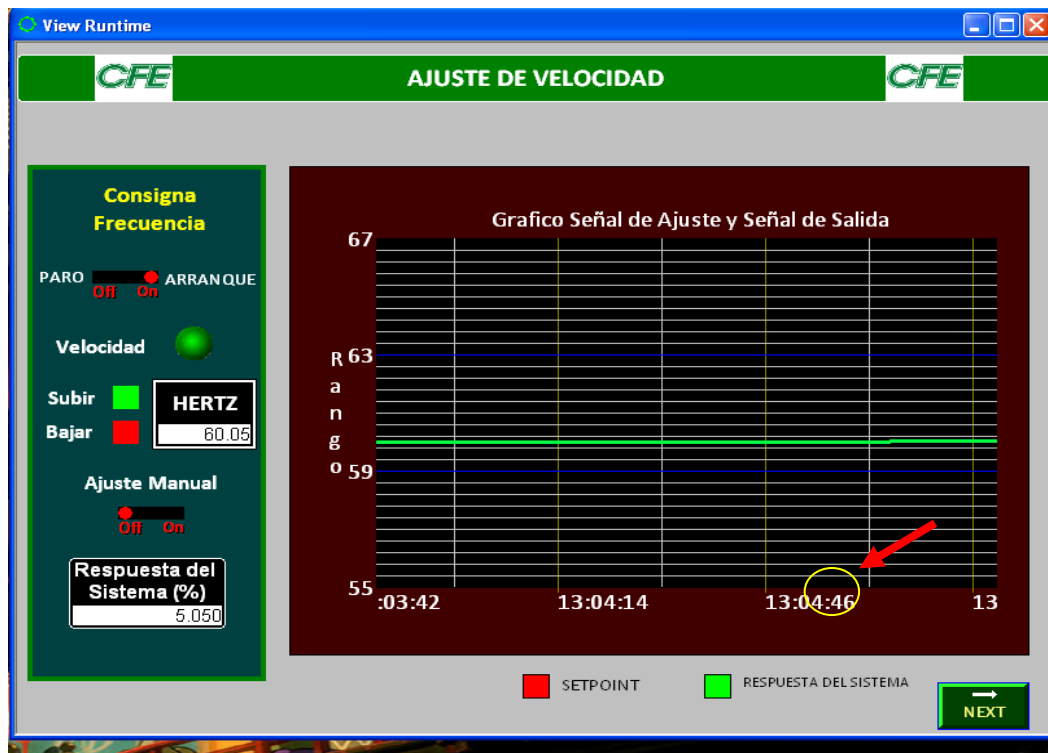


Fig. 3.38b. Respuesta a un escalón de 0.05 puntos de frecuencia

En el panel de ajuste de velocidad usamos los “push button”, ya sea para subir o bajar la frecuencia, se alcanza a observar un pequeño escalón de 0.05 puntos en la figura 3.38b y cómo reacciona el sistema.

En la gráfica de potencia (ver Fig. 3.39) no se alcanza a observar el aumento del escalón de 0.05, debido a que la gráfica de potencia es para valores de 0 a 100, por lo tanto es un valor mínimo.

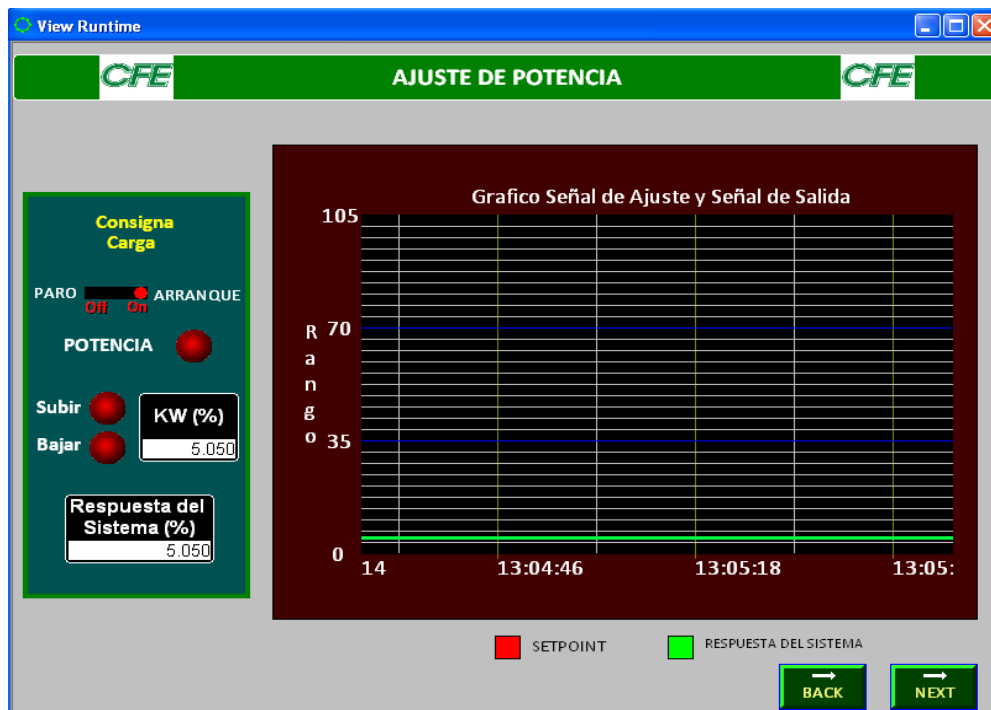


Fig. 3.39 Gráfica de potencia ante una repuesta escalón de 0.05 puntos.

En el panel de ajuste, se aumenta los valores hasta llegar a un 55%. En la figura 3.40, se observa la repuesta del controlador ante el aumento. En la figura 3.41, se observa el panel de frecuencia que se mantiene en su valor previamente ajustado.



Fig.3.40 Aumento de potencia del sistema

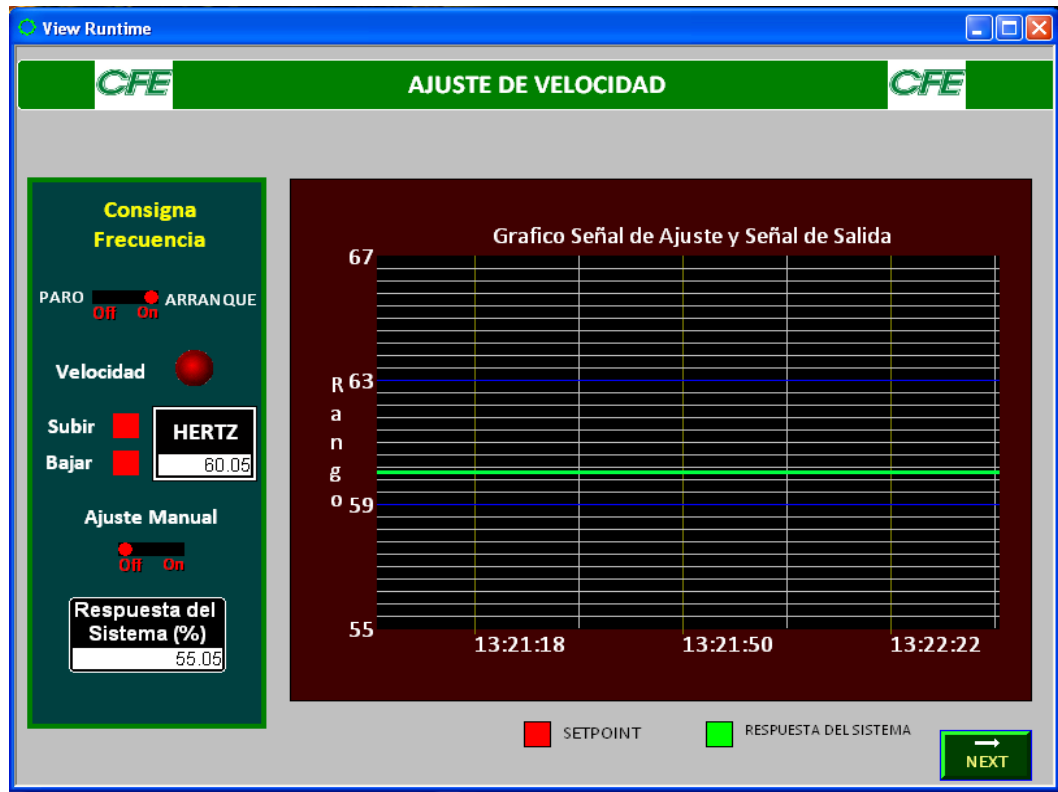


Fig.3.41 La frecuencia se mantiene estable, no es afectado por el cambio de potencia

El programa ofrece la opción de hacer un ajuste manual, por medio de un display se puede introducir un valor de frecuencia dentro de un rango de 55 a 65 Hz

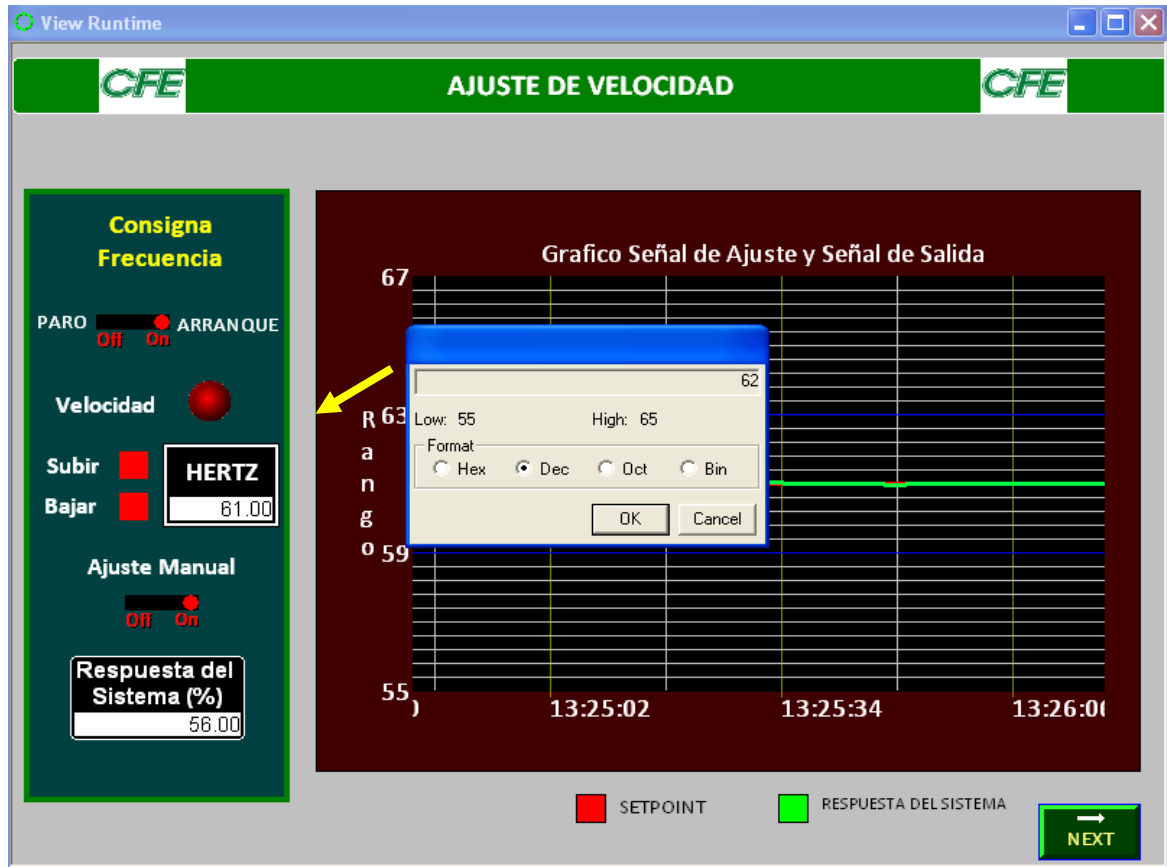


Fig. 3.42 Ajuste manual de Frecuencia

Una vez introducido el nuevo valor el sistema responde al cambio, el control manual sirve para introducir un escalón en caso de que se quisiera cambiar de un valor a otro rápidamente.

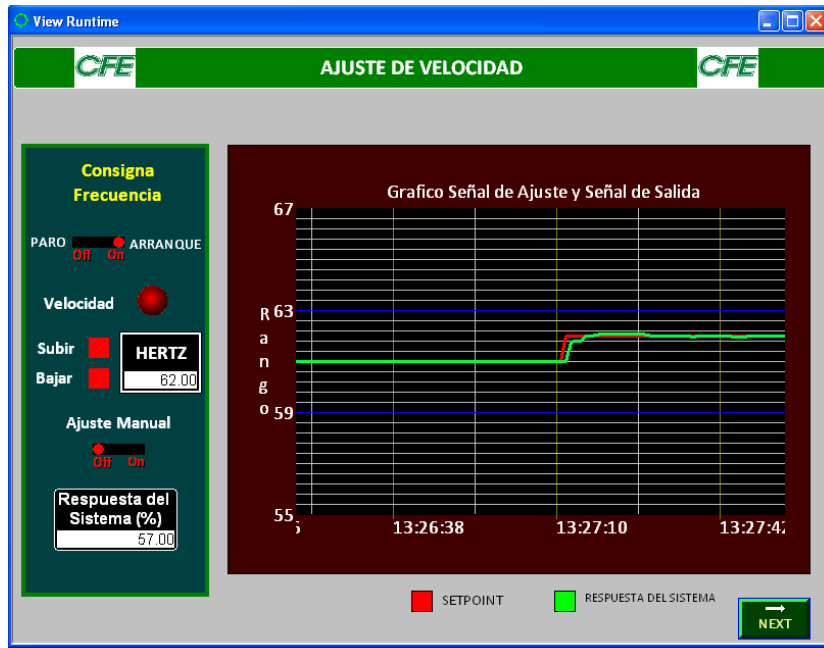


Fig.3.43 Ajuste al escalón por acción manual

Por último al mandar a paro el sistema, este comienza a decrementar en un tiempo aproximado de 2 minutos, en las figuras 3.44, 3.45 y 3.46 se observa como el sistema se acerca cada vez más al valor de cero.

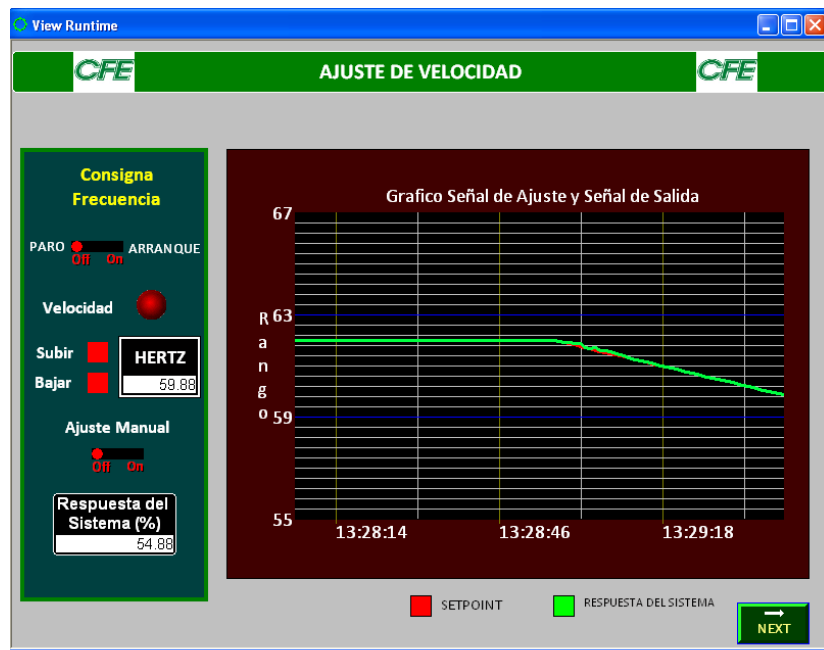


Fig. 3.44 El control es enviado a paro.

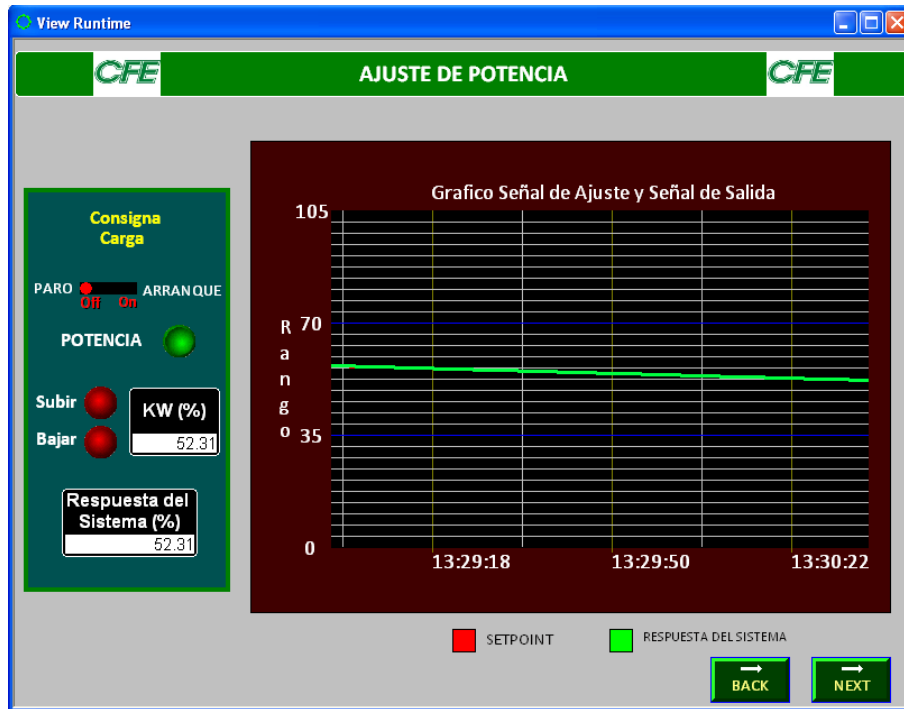


Fig. 3.45 Gráfica de potencia en modo paro, el control sigue al sistema a cero.

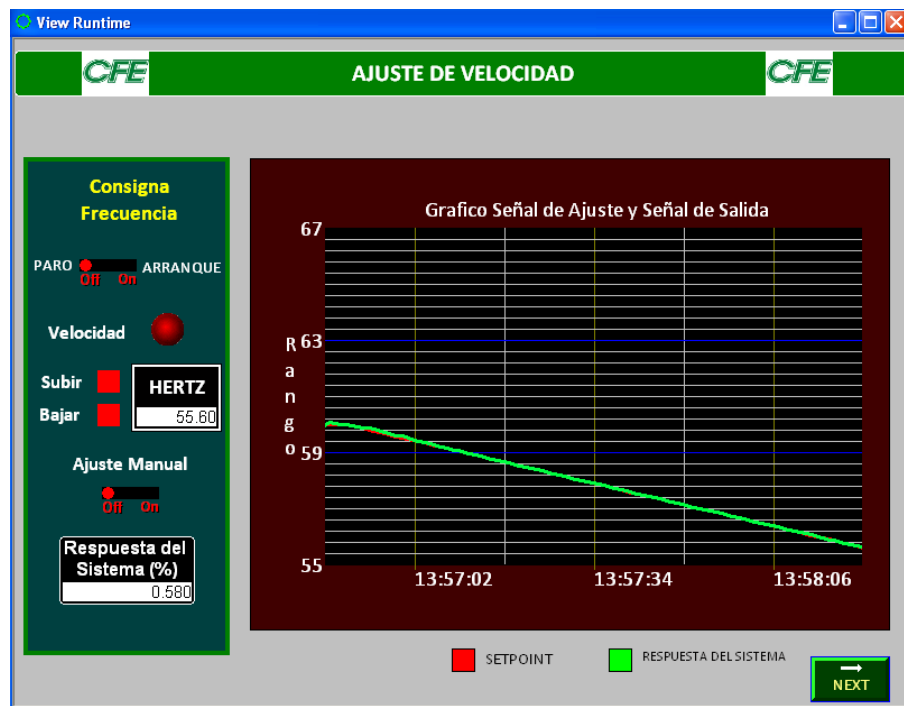


Fig. 3.46 Gráfica de velocidad disminuye cercano a 55 Hz que es el valor mínimo.

OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS

Los distintos modos de operación (regulación de velocidad, regulación de potencia, de caudal y nivel de agua, etc.) son supervisados, según la selección realizada, para comprobar su integridad y clasificarlos. En caso de avería, la maquina tendrá que ser detenida.

La detección interna de la operación en red aislada supervisa las desviaciones de frecuencia del valor nominal ($55/65 \text{ Hz} = 100 \%$).

La unidad central dispone de un autocontrol que verifica constantemente el desarrollo del programa (watch dog). La alimentación de la periferia, las variables internas (velocidad, retroceso del servomotor, etc.), las tareas activadas, la duración de sus ciclos, etc. son asimismo controladas.

La lógica de arranque/parada permite arrancar (hasta la velocidad nominal) y parar automáticamente la máquina.

Con la orden " arranque", la limitación de apertura queda fijada en la apertura de arranque. En caso de disparo de una unidad generadora, los ajustadores de valores prescritos se sitúan en las mismas condiciones que tenían en el arranque, con objeto de poder sincronizar de nuevo en cualquier momento (valor prescrito de velocidad = $50\%=60 \text{ Hz}$), limitación de apertura = apertura de arranque).

Una vez sincronizada la máquina, la limitación de apertura se fija en el punto medio. La orden "paro" lleva la limitación de apertura a su valor mínimo con la velocidad de variación ajustada previamente. En caso de parada de emergencia, la limitación de apertura queda inmediatamente fijada en el valor mínimo.

Posicionamiento

El posicionamiento del servomotor del distribuidor se lleva a cabo a través del regulador PID. La salida del circuito de posicionamiento dirige la servo válvula. El circuito de posicionamiento es supervisado ininterrumpidamente y en caso de producirse un fallo aparece la señal "posicionamiento perturbado". Con objeto de realizar pruebas, el servomotor puede ser también posicionado a través de un terminal manual o bien por medio del tablero de control.

Limitación de apertura

La limitación de apertura es ajustable entre 0 y 100 %. El valor actual de la limitación de apertura limita el valor prescrito del distribuidor.

Regulador de velocidad

El valor prescrito de velocidad es ajustable entre 0 y 100 %. Al dar la orden de arranque y tras la sincronización, el valor prescrito queda automáticamente fijado en 50%.

Con el fin de permitir una sincronización óptima de todos los puntos de funcionamiento, la apertura de marcha en vacío se compensa automáticamente en el regulador de velocidad. En el modo de funcionamiento conjunto (red), la banda muerta de frecuencia, cuyos límites superior e inferior pueden ajustarse libremente, esta activada.

En base a la diferencia entre el valor prescrito y el valor real de la frecuencia, el regulador de velocidad calcula el valor prescrito para la posición del servomotor del distribuidor. Este ha sido concebido como regulador PID de estructura paralela.

El estatismo permanente determina la influencia que ejercen las modificaciones de frecuencia sobre la salida del regulador. La función de transferencia del regulador de velocidad es la siguiente, despreciando el término de retardo en la parte diferencial:

$$Salida\ PID = Kp * error + Ki * dt + Kd * Ganancia\ diferencial + Bias\ CV$$

Según el modo de funcionamiento, los valores prescritos calculados para el distribuidor por los reguladores de velocidad, de apertura, de potencia o de nivel de agua son transmitidos por la lógica de selección.

Regulador de potencia

La señal de potencia activa es filtrada a la entrada y la constante de tiempo de filtro se puede ajustar libremente. En base a la diferencia entre el valor prescrito y el valor real de la potencia, el regulador de potencia calcula el valor prescrito para la posición del servomotor del distribuidor. Este dispositivo está concebido como regulador PI de estructura paralela.

Regulador de nivel

El valor prescrito de nivel del agua esta predefinido como parámetro que, si es necesario, puede ser modificado por un terminal manual, el tablero de control o a través de una interfase de comunicación.

La señal de nivel es filtrada a la entrada y la constante de tiempo del filtro se puede ajustar libremente. En caso de un fallo de la señal de nivel el valor penúltimo está almacenado.

En base a la diferencia entre el valor prescrito y el valor real del nivel del agua, el regulador de nivel calcula el valor prescrito del caudal. Este está concebido como regulador PI de estructura paralela.

CONCLUSIONES

Este reporte ha presentado un simulador para la regulación y ajuste de turbinas hidráulicas basado en técnicas de estimación de parámetros de sistemas dinámicos. Este método determina los parámetros del regulador que minimizan el error entre la respuesta del sistema y la respuesta de un sistema de segundo orden que es tomado como modelo de referencia. El método propuesto ha ajustado el regulador de la posición del distribuidor, los reguladores de velocidad y de carga-velocidad.

La regulación primaria de frecuencia es de suma importancia cuando se dan eventos importantes en el sistema interconectado, la participación de cada generador y la potencia que se entrega al sistema depende del ajuste de estatismo. Una salida del sistema puede depender de esta respuesta primaria.

El Angulo de carga es un factor a tener en cuenta durante una contingencia, las oscilaciones a las que se ve sometido un sistema eléctrico pueden causar que el ángulo sea mayor a 90° y se pierda el sincronismo de la unidad, las unidades que no cuentan con suficiente inercia son susceptibles a perder el sincronismo especialmente si no se da una rápida liberación de la falla. En tanto más tarde la falla en liberarse, el área de aceleración crece y se corre el riesgo de que no se compense durante la desaceleración pudiéndose dar una pérdida de parte del sistema.

La estabilidad de tensión en los nodos del sistema del generador, de no contarse con la reserva de potencia reactiva, puede darse un decaimiento en el tiempo del nivel de tensión llegando a un límite en el cual de darse una contingencia se puede iniciar el colapso del sistema, para esto se utilizan las curvas P-V y Q-V mencionadas en el capítulo 2.

Mediante la obtención y simulación del modelo matemático de los reguladores de voltaje y gobernadores es posible ajustar los valores de los parámetros para obtener una respuesta estable ante escalones con lo que se logra la validación del modelo confrontado sus respuestas con las obtenidas mediante pruebas de campo.

Se propone a este simulador como un procedimiento que garantiza tanto para unidades nuevas y para modernización de equipo de regulación, un medio donde se incluyen las pruebas que son indispensables para asegurar que los equipos de regulación van a cumplir con los requerimientos técnicos necesarios para cumplir con los criterios de desempeño y de estabilidad dinámica de un sistema eléctrico. Realizando la simulación de un sistema de generación de acuerdo a los requerimientos del operador del sistema.

Recomendaciones.

Es indispensable que el personal que brinda mantenimiento a los sistemas de protección de las unidades generadoras, realice inspecciones minuciosas de todos los elementos que componen los esquemas de protección. Para ello deben realizar pruebas de campo que certifiquen el correcto funcionamiento de los transformadores de potencial, transformadores de corriente, relevadores, interruptores, cables de control etc. Solo así se evita que una contingencia simple como lo es el fallo de uno de esos elementos inhabilite la protección de una unidad generadora.

Es necesario que el personal que brinda el mantenimiento de los sistemas de control y sistemas de protección; mantengan una comunicación muy cercana de las labores que realizan, pues los ajustes de las protecciones deben estar coordinadas para que no afecten la operación normal de los sistemas de control, evitándose salidas erróneas de operación de las unidades.

Debido a la importancia que tienen los sistemas de regulación y protección en los sistemas de eléctricos de potencia es conveniente que los generadores cuenten con reguladores y relevadores de protección con capacidad de autodiagnóstico y registro de eventos con lo cual se garantiza una mayor confiabilidad.

REFERENCIAS

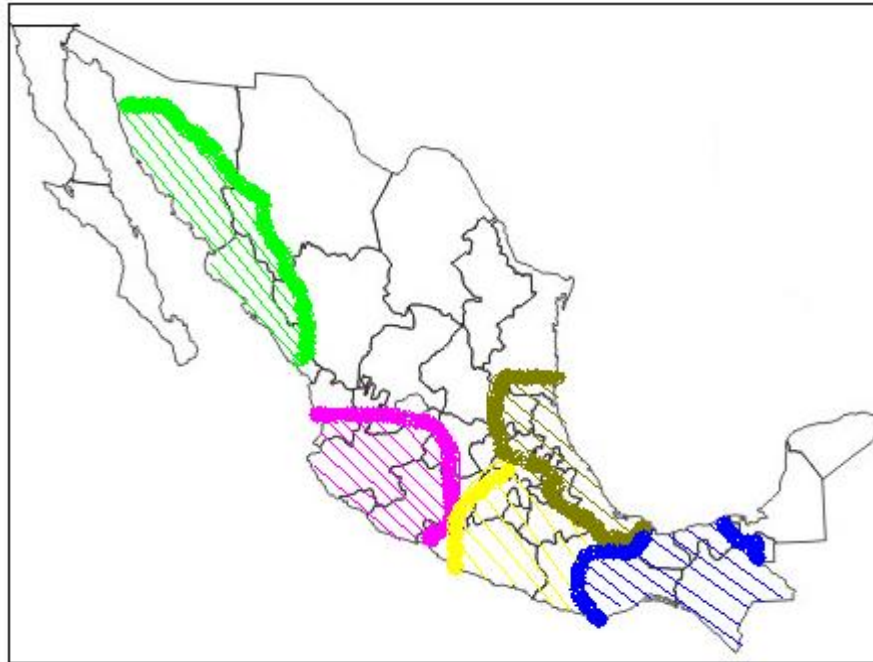
1. L.M. Hovey, "Optimum Adjustment of Hydro Governors on Manitoba Hydro System". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-81, No. 12, December 1962, pp. 581-587.
2. IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWR-7, No. 1, February 1992, pp. 167- 179.
3. C. K. Sanathanan, "A Frequency Domain Method for Tuning Hydro Governors". *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 3. No. 1, March 1988, pp. 14-17.
4. P.L. Dandeno, P. Kundur, J.P. Bayne, "Hydraulic Unit Dynamic Performance Under Normal and Islanding Conditions - Analysis and Validation". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 6, November/December 1978, pp. 2134-2143.
5. P. Schniter, L. Wozniak, "Efficient Based Optimal Control of Kaplan Hydrogenerators". *1994 IEEE/PES Summer Meeting*, July 24-28, 1994, San Francisco (California), Paper No. 94 SM 373-1 EC.
6. O.P. Malik, Y. Zeng, "Design of a Robust Adaptive Controller for a Water Turbine Governing System". *1994 IEEE/PES Summer Meeting*, July 24-28, 1994, San Francisco (California), Paper No. 94 SM 375-6 EC.
7. J. Jiang, "Design of an Optimal Robust Governor for Hydraulic Turbine Generating Unit". *1994 IEEE/PES Summer Meeting*, July 24-28, 1994, San Francisco (California), Paper No. 94 SM 376-4 EC.
8. BACELLS, Josep. "Autómatas Programables". Editorial Alfaomega, Barcelona España, pág. 40-120.
9. DORANTES Gonzales, Dante. "Automatización y control". Prácticas de laboratorio, McGraw Hill, 2004.
10. RODRIGUEZ Ávila, Jesús. "Introducción a la ingeniería del control automático". McGraw Hill, 1988.
11. OGATA. "Ingeniería de Control".
12. Comisión federal de Electricidad. "Regulación Secundaria Automática de Control de la Frecuencia y generación", Tecnolab. Mexico, 1979.

13. Manual de usuario, Versamax PLC.

14. Comisión federal de Electricidad “Control Digital para Reguladores de Voltaje y sistemas de excitación”. Manual de usuario, Sepac.

ANEXOS

ANEXO 1.- Mapa de las regiones de producción sureste.

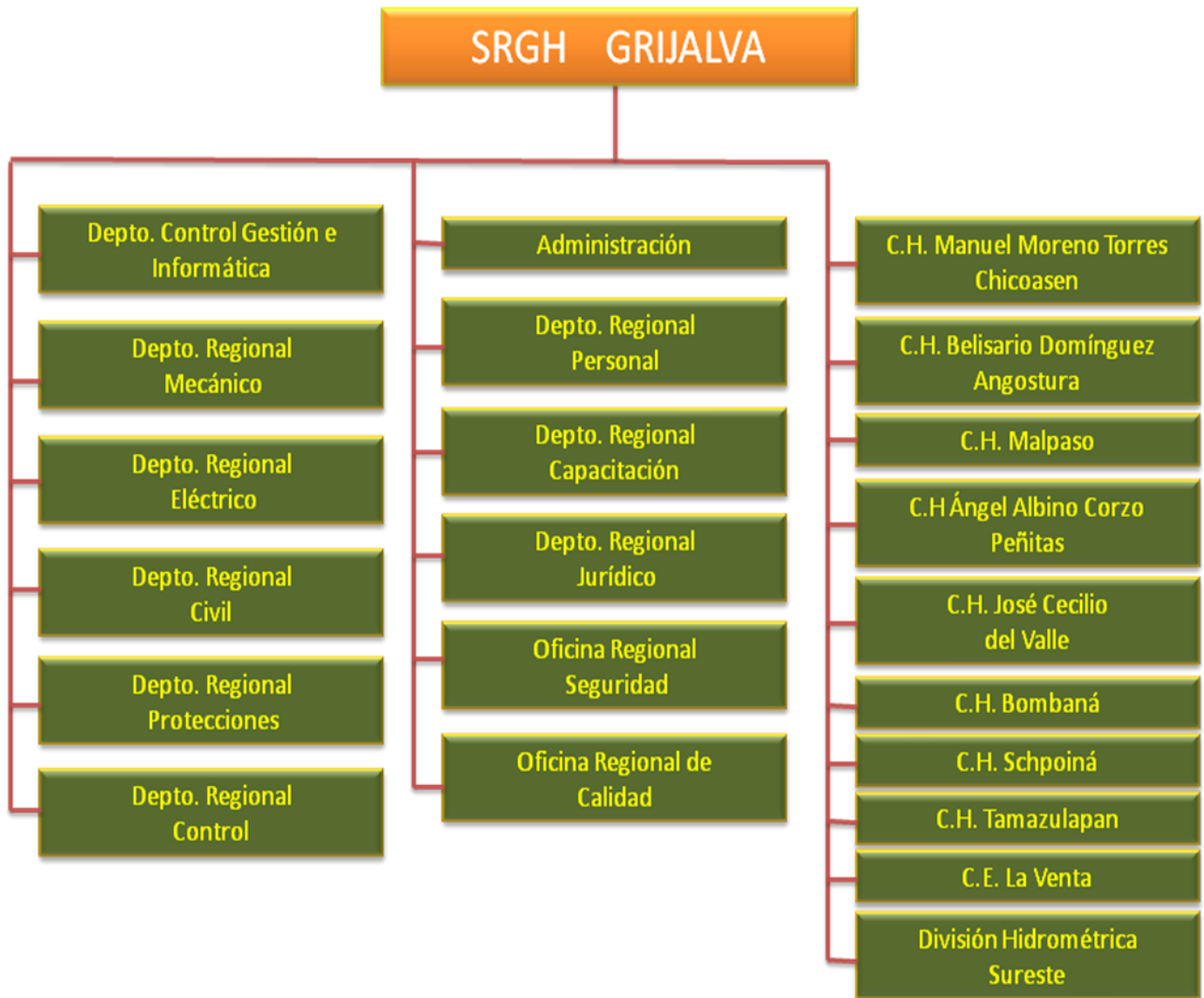


- YAQUI - MAYO
- BALSAS – SANTIAGO
- IXTAPANTONGO
- PAPALOAPAN
- GRIJALVA

ANEXO 2.- Capacidad efectiva de la región de producción Sureste.

AÑO	NOMBRE	CAPACIDAD		No. DE UNIDADES
1951	BOMBANA	5.24	MEGAVATIOS	4
1953	SCHPOINA	2.24	MEGAVATIOS	3
1962	TAMAZULAPAN	2.48	MEGAVATIOS	2
1967	JOSE C. DEL VALLE	21	MEGAVATIOS	3
1969	MALPASO	1080	MEGAVATIOS	6
1975	BELISARIO DOMINGUEZ	900	MEGAVATIOS	5
1980	MANUEL MORENO TORRES	1500	MEGAVATIOS	5
1987	ANGEL ALBINO CORZO	420	MEGAVATIOS	4
Total	8 centrales	3930.96	MEGAVATIOS	32 unidades

ANEXO 3.- Organigrama de la Subgerencia de Producción Sureste (SRGH).



ANEXO 4.- Tabla de funciones del software Proficy Machine Edition.

La siguiente tabla contiene el juego de instrucciones disponibles para el software de programación.

A.- CONTACTOS	B.- BOBINAS
Normalmente abiertos Normalmente cerrados	Normalmente abiertas Negadas Transición positiva y negativa SET/RESET SET retentivo/RESET retentivo Retentivo negado/ retentivo
C.- TEMPORIZADORES Y CONTADORES	D.- FUNCIONES MATEMÁTICAS
Temporizador cronómetro retardo a la conexión Temporizador retardo a la desconexión Temporizador retardo a la conexión Contador incremental Contador decremental	Adición/Substracción/Multiplicación/División División por módulo Trigonómicas: seno ,coseno, tangente, inversa de seno, inversa de coseno, inversa de coseno, inversa de tangente. Convertir en grados/Convertir en radianes Raíz cuadrada Logaritmo base 10/Logaritmo ne eriano Potencia de e
E.- FUNCIONES RELACIONALES	F.- FUNCIONES PARA OPERACIONES TIPO BIT
Igual que Distinto de Mayor que Mayor o igual que Menor que Menor o igual que Intervalo	ND/OR lógicas/OR exclusiva / Invertir Des lanzar a izquierda /des lanzar a derecha Girar a izquierda / girar a derecha Test de bit / activar bit / Resetear bit / Posición de bit Comparar con máscara
G.- FUNCIONES PARA MOVER DATOS	H.- FUNCIONES DE TABLAS
Mover Mover Bloque Resetear bloque Registro de desplazamiento Secuenciador de Bits Petición de comunicación	Mover bloque de tabla Buscar: Igual que / distinto de /mayor que / mayor o igual que / menor que / menor o igual que
I.- FUNCIONES DE CONVERSIÓN	G.-FUNCIONES DE CONTROL
Convertir entero BCD_4	Llamar

Convertir real en palabra	Ejecutar E/S
Convertir BCD_4 o real entero	Algoritmo PID independiente
Convertir BCD_4 o real entero de doble precisión	Algoritmo PID IS
Entero BCD-4 o palabra a real	Comentario
Truncar real a entero	Petición de servicio
Truncar real a entero de doble precisión	Relé de control maestro anidado
	Secuenciador Jump

ANEXO 5.- Descripción de la función PID.

1.- Principio de funcionamiento de la función PID

La función PID puede llamarse en cada barrido proporcionando un flujo de energía a los contactos de entrada validar y no proporcionando flujo de energía a los contactos de entrada Manual: El bloque compara el reloj de tiempo transcurrido actual del PLC con el último tiempo de solución PID almacenado en la matriz de referencia (RefArray) interna.

Si la diferencia es mayor que el periodo de muestreo definido en la tercera palabra (%Ref+2) de la RefArray, el algoritmo PID se resuelve empleando la diferencia de tiempo. Se actualiza tanto el tiempo de la última solución como la salida de variable de control. En el modo automático, la variable de control de salida se almacena en el parámetro comando manual %Ref+13.

Funcionamiento Manual.

El bloque PID se coloca en el modo manual proporcionando flujo de energía a ambos contactos de entrada validar y manual. La variable de control (CV) de salida se configura desde el parámetro comando manual %Ref+13. Si cualquiera de las entradas UP o DN tiene flujo de energía, la palabra Comando manual aumenta o disminuye en una unidad de cómputo de CV en cada solución de la PID. Para provocar modificaciones manuales más rápidas de la variable de control de salida, también es

posible añadir o deducir cualquier valor de cómputo de CV directamente a/de la palabra Comando manual.

El bloque PID utiliza los parámetros Límite Superior CV y Límite Inferior CV para limitar la salida de CV. Se define un tiempo Mínimo de variación positivo, se emplea para limitar la velocidad de variación de CV, el valor almacenado en el integrador se ajusta de modo que la CV esté en el límite. Esta función de rebobinado anti integral significa que aun cuando el error ha intentado impulsar la CV por encima (o por debajo) de los límites durante un largo período de tiempo, la salida de CV se apartará del límite tan pronto como el termino de error cambie de signo.

Este modo de funcionamiento, con el Comando manual efectuando un seguimiento de la CV en modo automático y configurando la CV en modo manual, asegura una Transferencia sin sobresaltos entre los modos automático y manual. Los límites superior e inferior de CV y el tiempo Mínimo de variación siguen siendo aplicables a la salida CV en modo manual y el valor interno almacenado en el integrador se actualiza. Esto significa que si tuviera que incrementar el comando manual en modo manual, la salida CV no variará con mayor rapidez que el límite de velocidad de variación (inversa) del Tiempo Mínimo de variación y no rebasará por exceso o por defecto el Límite Superior de CV o el Límite Inferior de CV.

Intervalos de tiempo para la función PID.

La función PID no debe ejecutarse más de una vez cada 10 milisegundos. Si se configura para ejecutarse en cada barrido y el barrido tiene una duración inferior a 10 milisegundos, la función PID no se ejecutará hasta que se hayan producido suficientes barridos para acumular un tiempo transcurrido de 10 milisegundos. Por ejemplo, si el tiempo de barrido es de 9 milisegundos, la función PID se ejecuta cada dos barridos, de modo que el tiempo total transcurrido entre ejecuciones es de 18 milisegundos. No debe llamarse a una función PID específica más de una vez por barrido.

El intervalo más largo posible entre ejecuciones es 10,9 minutos. La función PID compensa el tiempo real transcurrido desde la última ejecución dentro de 100 microsegundos.

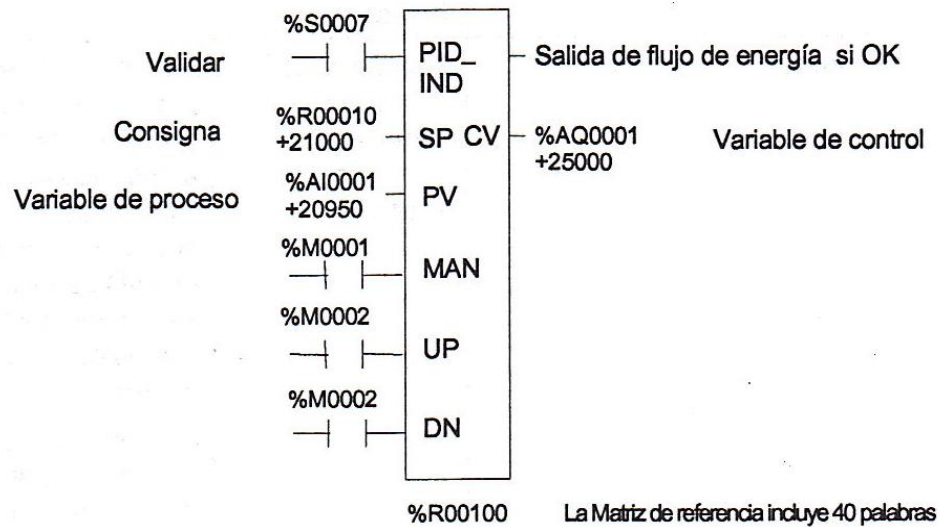
El algoritmo PID se resuelve únicamente si el reloj de tiempo transcurrido actual del PLC se encuentra o está más allá del último tiempo de solución PID más el período de muestreo. Si el período de muestreo se configura a 0, la función se ejecuta cada vez que está válida; sin embargo, está limitada a un mínimo de 10 milisegundos como se indica anteriormente.

Escalado de entradas y salidas.

Todos los parámetros de la función PID son palabras de valores enteros de 16 bits para compatibilidad con variables del proceso analógicas de 16 bits. Algunos parámetros deben definirse bien en unidades de variable de proceso o en unidades de variables de control.

La entrada de consigna debe escalarse a lo largo del mismo intervalo que la variable de proceso, ya que la función PID calcula el error restando estas dos entradas. Las unidades de variables de proceso y de variable de control no deben utilizar idéntico escalado. Bien puede ser -3200 ó hasta 3200 para coincidir con el escalado analógico o bien puede ir de 0 hasta 10000 para visualizar las variables como 0,00% hasta 100,00%. Si las variables de proceso y de control no utilizan idéntico escalado, los factores de escala se incluyen en las ganancias PID.

Ejemplo de la función PID.



Bloque de parámetros para la función PID.

El bloque de parámetros para la función PID ocupa 40 palabras de memoria %R. Muchas de las 40 palabras son utilizadas por el PLC y no son configurables. Cada llamada a una función PID debe utilizar una zona de emergencia de 40 palabras diferente aun cuando los 13 parámetros configurables sean los mismos.

Las 13 primeras palabras del bloque de parámetros deben especificarse antes de ejecutar la función PID. Para la mayoría de valores por defecto pueden emplearse ceros. Una vez se han elegido valores PID adecuados, pueden definirse por el programa según sea necesario.

Parámetros internos en RefArray (Matriz de referencia).

La función PID lee 13 parámetros y utiliza el resto de la RefArray de 40 palabras para almacenamiento PID interno. Normalmente, no debería modificar estos valores. Si llama al bloque PID en modo Auto después de un largo retardo, tal vez deba utilizar SVC_REQ 16 para cargar el reloj actual de tiempo transcurrido del PLC en %Ref+23 para actualizar el tiempo de la última solución PID con el fin de evitar un cambio tipo escalón en el integrador. Si ha configurado al valor 1 el bit bajo de sobrecontrol (Override) de la palabra de Control (%Ref+14), deben configurarse los cuatro bits

siguientes de la palabra de control para controlar los contactos de entrada del bloque PID y la consigna (SP) y variable de proceso (PV) Internas deben configurarse cuando haya apartado el control del bloque PID de la lógica de esquema de contactos.

	PARAMETRO	UNIDADES BIT MENOR PESO	INTERVALO	DESCRIPCION
Dirección	Numero lazo	enteros	0-255	Numero opcional de bloque PID. Proporciona una identificación común en el PLC con el número de lazo definido por in dispositivo de interfaz operador.
Dirección +1	Algoritmo		Definir por PLC	1=Algoritmo ISA. 2=Algoritmo Independiente.
Dirección +2	Período muestreo	10 ms	0(cada barrido) Hasta 65535 (10,9 min) como mínimo 10ms.	El tiempo más corto, en incrementos de 10 ms entre soluciones del algoritmo PID. Por ejemplo, utilice un valor de 10 para cada período de muestreo de 100 ms.
Dirección +3 Dirección +4	Banda Muerta+ Y Banda muerta-	Unidades PV	0 hasta 32000 (+ nunca negativo) (- nunca positivo)	Valores INT (enteros) que definen los límites superior (+) e inferior (-) de banda muerta, estos valores deben ser 0. Si el error de PID (consigna -PV) o (PV-consigna) está por encima del valor (-) o por debajo del valor

				(+), los cálculos de PID se resuelven con un error de 0. Si el error es distinto de 0, el valor (+) debe ser mayor que 0 y el valor (-) debe ser menor que 0, o de lo contrario, no funcionará el bloque PID.
Dirección +5	Ganancia proporcional –Kp (ganancia de controlador). Kc en versión ISA	0.01 CV%/PV%	0 -327,67%	Una variación de la variable de control en unidades de CV para una variación de 100 unidades PV en el término de error. Una Kp introducida como 450 se visualiza como 4,50 y da como resultado una contribución $Kp \cdot \text{error} / 100$ o $450 \cdot \text{error} / 100$ a la salida PID. Por regla general, Kp es la primera ganancia definida al ajustar un lazo PID.
Dirección+6	Ganancia diferencial-Kd	0,01 segundos	0-327,67	Variación de la variable de control en unidades de CV si el error o PV varía 1 unidad de PV cada 10 ms. Se introduce como tiempo con el byte de menor peso indicando

				<p>10ms. Por ejemplo, una Kd introducida como 120 se visualiza como 1,20 s y da como resultado una $Kd \cdot \Delta Error / \Delta tiempo$ o una contribución de $120 \cdot 4/3$ a la salida PID. Si el error estaba variando en 4 unidades de PV cada 30 ms, Kd puede utilizarse para acelerar una respuesta lenta del lazo, pero es muy sensible a las interferencias en la entrada PV.</p>
<p>Dirección+7</p>	<p>Ganancia Integral Ki</p>	<p>Repeticiones/1000s</p>	<p>0-327,67 repeticiones</p>	<p>La variación de la variable de control en unidades de CV si el error fuese constante de una unidad de PV. Se visualiza como 0,000 repeticiones/s con un punto decimal implícito de 3. Por ejemplo, una Ki introducida como 1400 se visualiza como 1.400 repeticiones/s y da como resultado una $Ki \cdot error \cdot dt$ o una contribución de $1400 \cdot 20 \cdot 50 / 1000$ a la salida PID</p>

				para un error de 20 unidades de PV y para un tiempo de barrido del PLC de 500ms (período de muestreo de 0). Habitualmente Ki es la segunda ganancia configurada después de Kp
Dirección+8	Bias CV/ Compensación salida	Unidades CV	-32000 hasta 32000 (añadir a salida de integrador)	Número de unidades de CV añadidas a la salida PID antes de que se bloquee la acción diferencial y la amplitud. Puede utilizarse para configurar valores CV distintos del cero si se emplean únicamente ganancias proporcionales Kp o para control anticipativo de esta salía en lazo PID desde otro lazo de control.
Dirección+9 Dirección+10	Limites superior e inferior CV	Unidades CV	-32000 hasta 32000 (>%Ref+10)	Número de unidades de CV que definen el valor más alto y el valor más bajo de CV. Estos valores son necesarios. El límite superior debe tener un valor más positivo que el

				<p>límite inferior, o de lo contrario, el bloque PID no funcionará. Habitualmente, estos se emplean para definir límites basados en límites físicos de una salida CV. También se emplean para escalar la visualización de grafico de barras par CV. El bloque tiene un rebobinado antiintegral para modificar el valor del integrador cuando se alcanza un límite CV.</p>
<p>Dirección+11</p>	<p>Tiempo mínimo de variación</p>	<p>Segundos/recorrido completo</p>	<p>0 (ninguno) Hasta 3200 s para desplazar 32000CV</p>	<p>Número mínimo de segundos para que la salida CV se desplace de 0 hasta el recorrido completo de 100% o 3200 unidades de cómputo CV. Se trata del límite de variación inverso de la rapidez con que puede variarse la salida CV. Si es positivo, CV no puede variar más de 32000 unidades de CV multiplicado por</p>

				<p>Delta tiempo (segundos) dividido por el tiempo mínimo de variación.</p>
<p>Dirección+12</p>	<p>Palabra config</p>	<p>5 menor peso utilizados</p>	<p>Bit 0 hasta 2 Error+/- polaridad salida deriv.</p>	<p>Los bits de menor peso de esta palabra se utilizan para modificar tres valores estándar de PID. Los otros bits deben configurarse a 0. Configure el bit de menor peso a 1 para modificar el termino de error de PID estándar del normal (consigna-PV) a (PV-consigna), invirtiendo el signo del término de realimentación. Esto es para los controles de actuación inversa en quela CV debe descender cuando la PV aumenta. Configure el segundo bit a 1 para invertir la polaridad de salida de modo que la CV sea el negativo de la salida PID en lugar del valor positivo normal. Diferencial pasando de utilizar el cambio</p>

				<p>normal en el término de Error al cambio en el término de realimentación de PV.</p> <p>Los 5 bits de menor peso de la palabra configuración se definen detalladamente a continuación:</p> <p>BIT0: término error. Cuando este bit vale 0, la salida CV representa la salida del cálculo PID. Cuando está configurado a 1, la salida CV representa el negativo de la salida del cálculo PID.</p> <p>BIT2: acción diferencial sobre PV. Cuando este bit vale 0, la acción diferencial se aplica al término de error. Cuando está configurado a 1, la acción diferencial se aplica a PV. Todos los bits restantes deben valer cero.</p> <p>BIT3: acción de banda muerta. Cuando el bit de acción de banda muerta vale cero, no se elige ninguna acción</p>
--	--	--	--	---

				<p>de banda muerta. Si el error esta dentro de los límites de banda muerta, el error debe valer cero. De no ser así, el error no se ve afectado por los límites de la banda muerta. Si el bit de acción de banda muerta vale 1, entonces se elige la acción de banda muerta. Si el error está dentro de los límites de banda muerta, el error se fuerza al valor cero. Sin embargo, si el error está fuera de los límites de banda muerta, el error se reduce en un valor igual al límite de banda muerta ($\text{error} = \text{error} - \text{límite de banda muerta}$).</p> <p>BIT4: acción de rebobinado antiintegral. Cuando este bit vale 0, la acción de rebobinado utiliza un cálculo inverso de integración. Cuando la salida está limitada, esta acción sustituye al valor de resto y acumulado por</p>
--	--	--	--	--

				<p>cualquier valor que sea necesario para obtener la salida limitada de manera exacta. Cuando este bit vale 1, esto sustituye al término y acumulado por el valor del término y al comienzo del cálculo. De este modo, el valor y previo al límite se mantiene mientras la salida esté limitada.</p>
Dirección+13	Comando manual	Unidades CV	Seguimiento de CV en modo automático o definición de CV en manual	<p>Configurar a la salida CV actual mientras el bloque PID esté en modo automático. Al cambiar el bloque a modo manual, este valor se utiliza para configurar la salida CV y el valor interno del integrador dentro del límite superior y del límite inferior y del límite del tiempo de variación.</p>
Dirección+14	Palabra control	Mantenidas por el PLC, a no ser que se active el bit 1	Mantenidas por el PLC mientras no se configuren de otro modo: el bit	<p>Si el bit de menor peso de sobre control (Override) se configura a 1, esta palabra y otros parámetros</p>

			de menor peso activa el sobre control si vale 1	consigna, PV y CV internos deben utilizarse para control remoto de este bloque PID. Este permite sacar el control fuera del programa del PLC a dispositivos con interfaz de operador remotos, tales como un ordenador.
Dirección+15	Consigna interna SP	Configurada y mantenida por el PLC	No configurable	Efectúa un seguimiento de la consigna entrada; debe configurarse externamente si sobrecontrol =1
Dirección+16	CV interna	“”	“”	Efectua seguimiento de CV externa.
Dirección+17	PV interna	“”	“”	Efectua un seguimiento de PV entrada; debe configurarse externamente si el bit sobrecontrol =1.
Dirección+18	salida	“	“	Valor de palabra con signo que representa la salida del bloque de función antes de la inversión opcional. Si no se configura ninguna inversión de salida y el bit de polaridad de la salida en la

				palabra de control esta configurado a 0, este valor es igual a la salida CV. Si se selecciona la inversión y el bit de polaridad de salida está configurado a 1, este valor es igual al negativo de la salida CV.
Dirección+19	Almacenamiento térmico diferencial			
Dirección+20 Dirección+21	Almacenamiento térmico int.			Se utilizan internamente para almacenamiento de valores intermedios. No escriba en estas opciones.
Dirección+22	Almacenamiento Térmico variación			
Dirección+23 Hasta Dirección+25	reloj			Almacenamiento interno de tiempo transcurrido (tiempo en que se ejecutó la última PID). No escribir en estas posiciones
Dirección+26	Almacenamiento resto Y			Almacena el resto para escala de división de integrador para un error estacionario cero.
Dirección+27 Dirección +28	Consigna, PV, Limite inferior y superior	Unidades de PV	-32000 hasta 32000	Valores INT opcionales en unidades de PV

				que definen valores de visualización altos y bajos (Ref+27 debe ser menor que Ref+28)
Dirección+29 Hasta Dirección+39	reservado	N/A	No configurable	29-34 están reservados para uso interno; 35-39 están reservados para uso externo. No utilice estas referencias.

ANEXO 6.- Modelo matemático de una turbina Pelton.

SALTO NETO, SEMEJANZA Y COLINAS DE RENDIMIENTOS

<http://libros.redsauce.net/>

A6.1.- CONCEPTO DE SALTO NETO EN TURBINAS HIDRÁULICAS

En las **turbinas de reacción** el *salto bruto* o *altura geométrica* H es la diferencia de niveles entre la cámara de carga y el canal de fuga a la salida del tubo de aspiración, Fig A6.2, es decir:

$$H = z_M - z_a$$

El *salto neto* H_n es la energía que por kg de agua se pone a disposición de la turbina. En Europa se considera como turbina desde la entrada del distribuidor, punto M_0 , hasta el nivel del canal de desagüe, punto M_a , por lo que se tiene:

$$H_n = \left(\frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 \right) - \left(\frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a \right)$$

En USA se supone que la turbina comienza a la entrada del distribuidor, punto M_0 , y termina en la sección de salida del difusor, punto M_3 , con lo que la expresión americana del salto neto es:

$$H'_n = \left(\frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 \right) - \left(\frac{c_3^2}{2g} + \frac{p_3}{\gamma} + z_3 \right)$$

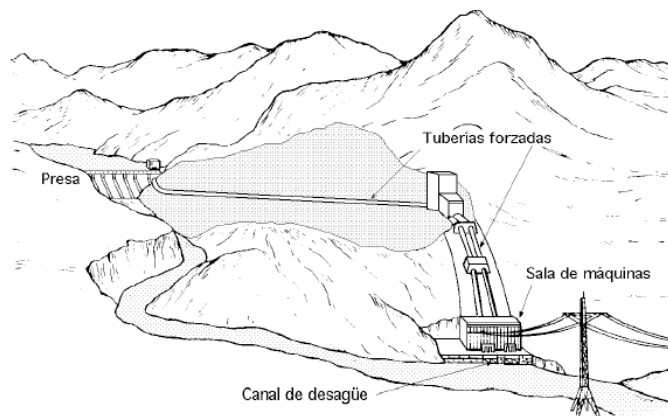
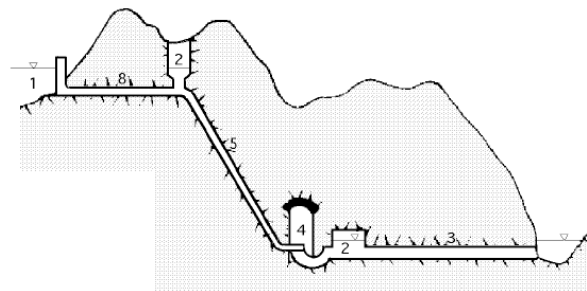
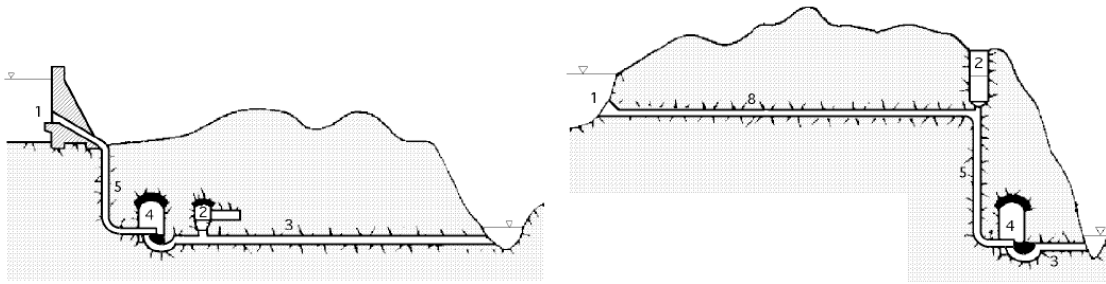
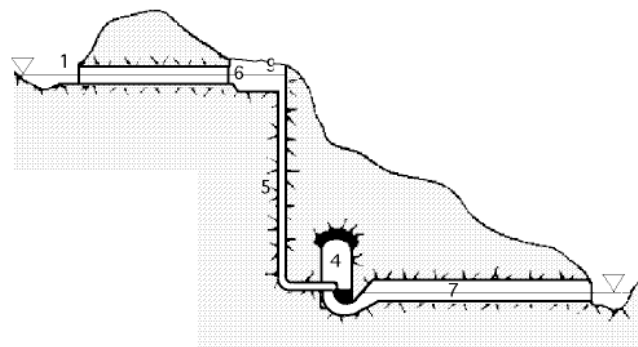
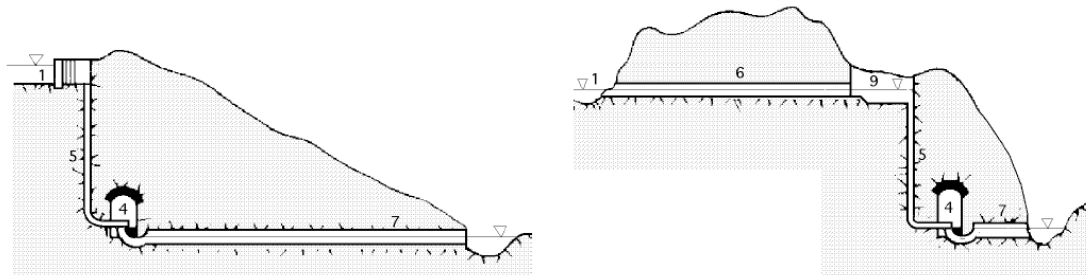


Fig. A2.1.- Esquema de un salto hidráulico



a) Sistemas de presión (chimeneas de equilibrio)



b) Sistemas de admisión en flujo abierto

1) Estructura de admisión; 2) Tanques de equilibrio (depósito de aire y chimenea de equilibrio); 3) Túnel de presión aguas abajo; 4) Sala de turbinas (central); 5) Conducción forzada; 6) Túnel de flujo abierto de admisión; 7) Túnel de flujo abierto de escape; 8) Túnel de presión de admisión; 9) Embalse de carga

Fig A6.2.- Sistemas de atenuación del golpe de ariete

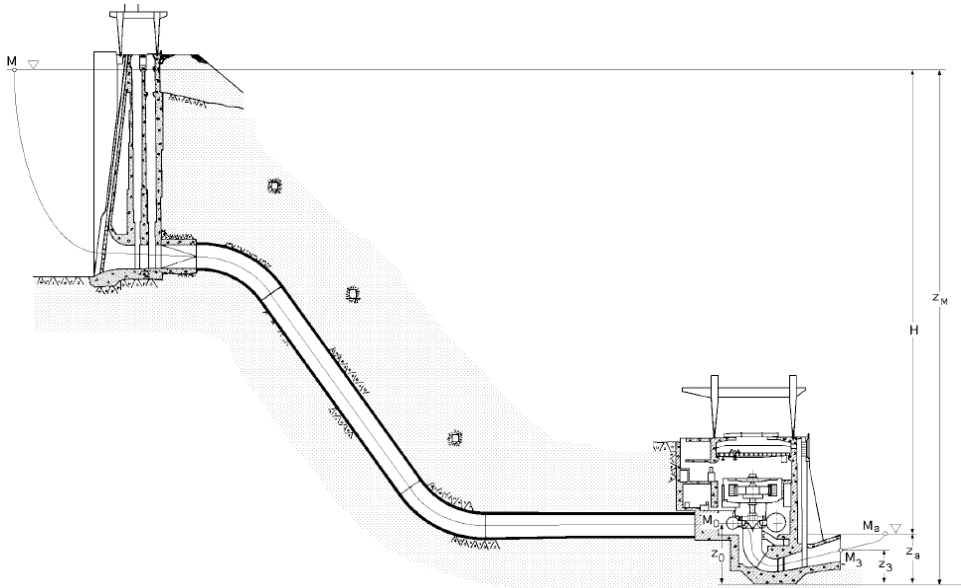


Fig. A6.3.- Nomenclatura utilizada en saltos con turbinas de reacción

A6.1.1.- Medida del salto neto en la Turbina de reacción.- De acuerdo con la Fig. A6.3, y teniendo en cuenta que, $p_a = p_{atm}$, se obtiene:

$$\text{Salto europeo: } H_n = \left(\frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 \right) - \left(\frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a \right) = \left[\begin{array}{l} \frac{c_M^2}{2g} + \frac{p_M}{\gamma} + z_M = \frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 + h_t \\ \frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 = \frac{c_M^2}{2g} + \frac{p_M}{\gamma} + z_M - h_t \end{array} \right] = (z_M - z_a) - h_t = H - h_t$$

ya que c_M y c_a son despreciables.

$$\text{Salto americano: } H_n' = \left(\frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 \right) - \left(\frac{c_3^2}{2g} + \frac{p_3}{\gamma} + z_3 \right) = \left[\begin{array}{l} \text{Aplicando Bernoulli entre } M \text{ y } M_0: \\ \frac{c_M^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_M = \frac{c_0^2}{2g} + \frac{p_0}{\gamma} + z_0 + h_t \end{array} \right] = \frac{c_M^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_M - h_t - \left(\frac{c_3^2}{2g} + \frac{p_3}{\gamma} + z_3 \right) =$$

y como c_M y c_a son muy pequeños, resulta finalmente como valor del salto neto USA:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Aplicando Bernoulli entre la salida del difusor } M_3 \text{ y el canal de desagüe } M_a \\ \frac{c_3^2}{2g} + \frac{p_3}{\gamma} + z_3 = \frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a + h_s = \left\{ h_s \cong \frac{c_3^2}{2g} \right\} = \frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a + \frac{c_3^2}{2g} \\ \frac{p_3}{\gamma} + z_3 = \frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a \end{array} \right] = \frac{c_M^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_M - h_t - \left(\frac{c_3^2}{2g} + \frac{c_a^2}{2g} + \frac{p_a}{\gamma} + z_a \right) = \frac{c_M^2 - c_a^2}{2g} + z_M - z_a - h_t - \frac{c_3^2}{2g}$$

y como cM y ca son muy pequeños, resulta finalmente como valor del salto neto

$$H'_n = z_M - z_a - h_t - \frac{c_3^2}{2g} = H - h_t - \frac{c_3^2}{2g}$$

USA:

y como el salto neto europeo es $H_n = H - h_t$, el salto neto USA se puede poner también en la

forma: $H'_n = H_n - \frac{c_3^2}{2g}$ observándose que el salto neto europeo es superior al salto neto USA.

A6.1.2.-Medida del salto efectivo en la Turbina de reacción.- El salto efectivo es la energía realmente utilizada por la rueda, para su transformación en trabajo mecánico, de la forma:

$$\text{Salto efectivo} = \text{Salto neto} - \text{Pérdidas (distribuidor + rodete + tubo aspiración)}$$

El salto efectivo europeo es:

$$H_{ef} = H_n - (h_d + h'_d + h_r + h_s + h'_s) = H - (h_t + h_d + h'_d + h_r + h_s + h'_s) = H - \sum h_i = H_n \eta_{hid}$$

que tiene el mismo valor en los sistemas europeo y USA. Para el caso USA, como: $\frac{c_3^2}{2g} = h'_s$

resulta:

$$H'_{ef} = H'_n - (h_d + h'_d + h_r + h_s) = H - h_t - \frac{c_3^2}{2g} - (h_d + h'_d + h_r + h_s) = H - (h_t + h_d + h'_d + h_r + h_s + h'_s)$$

observándose que: $H'_{ef} = H_{ef}$ En turbinas de cámara abierta, $H_n = H$, y en turbinas de cámara cerrada, $H_n = H - h_t$.

A6.1.3.- Rendimiento hidráulico.- El rendimiento hidráulico se define en la forma:

$$\eta_{hid} = \frac{N_{ef}}{N_n} = \frac{\text{Energía real utilizada por el rodete}}{\text{Energía puesta a disposición de la turbina}} = \frac{N_{ef}}{\gamma Q H_n} \Rightarrow N_{ef} = \gamma Q H_n \eta_{hid}$$

y de acuerdo con lo anteriormente expuesto, con arreglo al concepto europeo se tiene:

$$\eta_{hid} = \frac{H_{ef}}{H_n} = \frac{H_n - (h_d + h'_d + h_r + h_s + h'_s)}{H_n} = 1 - \frac{h_d + h'_d + h_r + h_s + h'_s}{H_n}$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{En Europa: } \eta_{hid} = \frac{H_{ef}}{H_n} \\ \text{En USA: } \eta'_{hid} = \frac{H'_{ef}}{H'_n} = \frac{H_{ef}}{H_n} \end{array} \right\} \text{ y como: } H_n > H'_n \Rightarrow \eta'_{hid} > \eta_{hid}$$

Energía utilizada por la turbina: $N_{ef} = \gamma Q H_{ef} = \gamma Q H_n \eta_{hid}$

Energía puesta a disposición de la turbina: $N_n = \gamma Q H_n$

$$\eta'_{man} = \frac{\text{Energía utilizada por el rodete}}{\text{Energía puesta a disposición de la turbina}} = \frac{N_e}{\gamma Q H'_n} = \left| H_n = H'_n + \frac{c^2_3}{2g} \right| = \frac{N_e}{\gamma Q (H_n - \frac{c^2_3}{2g})}$$

$$\text{y como además: } \eta'_{man} = \frac{\text{Energía utilizada}}{\gamma Q H_n} \Rightarrow \eta'_{hid} > \eta_{hid}$$

A6.2.- SEMEJANZA DE TURBINAS HIDRÁULICAS

Para poder aplicar los resultados obtenidos en la Teoría de Modelos a los prototipos de turbinas hidráulicas, y comparar entre sí las del mismo tipo en diferentes circunstancias de funcionamiento, con diferentes tipos de rodetes, etc., es importante exigir una semejanza lo más perfecta posible, que incluya las acciones debidas a la rugosidad de las paredes, la viscosidad del fluido y la gravedad.

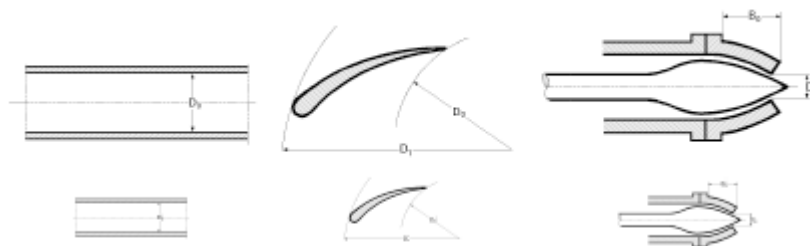


Fig II.4.- Semejanza geométrica

Fig. A6.4.- Semejanza Geométrica

Cuando interviene la rugosidad, dando lugar a fuerzas apreciables de rozamiento, la igualdad de rendimientos entre el modelo y el prototipo, exige que los *coeficientes de rozamiento* en el prototipo y en el modelo sean iguales, lo cual implica el que las rugosidades relativas sean

también iguales, o lo que es lo mismo, que las rugosidades absolutas cumplan la condición de semejanza geométrica. Esto requiere un pulido especial en el modelo, y si no es así, las pérdidas por rozamiento serán relativamente mayores en el modelo que en el prototipo. Al aplicar la semejanza de Froude se prescinde de la viscosidad; la aplicación simultánea de la semejanza de Froude y Reynolds es de la forma:

$$\left. \begin{array}{l} \text{Froude: } Fr = \frac{u_1}{u_{1'}} = \sqrt{\lambda} \\ \text{Reynolds: } Re = \frac{u_1}{u_{1'}} = \lambda^{-1} \frac{v_1}{v_{1'}} \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{v_1}{v_{1'}} = \lambda^{3/2}$$

y como el prototipo es mayor o igual que el modelo $\lambda \geq 1$, resulta que $v_1 > v_{1'}$, por lo que para una semejanza que considere efectos de gravedad y viscosidad, es necesario que el líquido de funcionamiento del prototipo sea más viscoso que el del modelo.

Como normalmente se trabaja con el mismo líquido, tanto en el prototipo como en el modelo, ello quiere decir que el líquido con el que se ensaya el modelo es más viscoso que lo que exige la ley de semejanza $v_1 > v_{1'}$, por lo que los resultados obtenidos, en lo que respecta a los rendimientos, serán menores que los reales, es decir, el rendimiento del prototipo será superior al obtenido en el modelo.

RELACIONES DE SEMEJANZA.- Para determinar las relaciones que existen entre las características de dos turbinas del mismo tipo, geométrica y dinámicamente semejantes, en el supuesto de que ambas tengan el mismo rendimiento hidráulico, podemos hacer las siguientes consideraciones: Para el modelo: Potencia N' , nº de rpm n' , caudal Q' (m³/seg), par motor C' (m.kg), salto neto H_n . Para el prototipo: N , n , H_n , Q , C . En el estudio hay que suponer las siguientes condiciones:

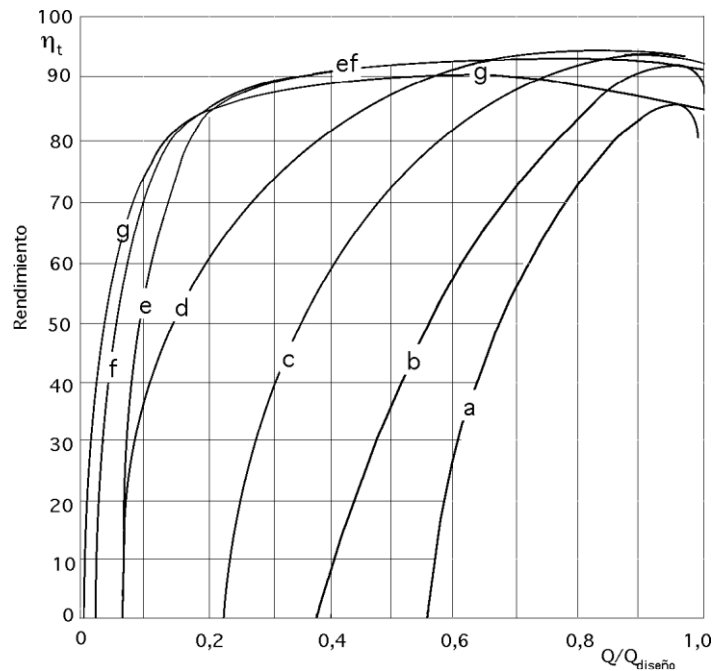
- a) Las dos turbinas tienen la misma admisión, es decir, el mismo ángulo de apertura del distribuidor para las Francis y Kaplan-hélice, y la misma carrera relativa de la aguja para las Pelton.

- b) El mismo número de unidades para cada turbina, es decir, una sola rueda para las Francis y Kaplan-hélice, y un solo inyector para las Pelton.

El rendimiento se mantiene prácticamente uniforme en la zona de funcionamiento de las turbinas, Fig. A6.5

Para los diámetros y longitudes se puede poner: $\frac{D_0}{D_0'} = \frac{D_1}{D_1'} = \frac{B_0}{B_0'} = \dots = \frac{D}{D'} = \lambda = \frac{\text{Prototipo}}{\text{Modelo}}$

y para las secciones de paso del agua: $\frac{\Omega_0}{\Omega_0'} = \frac{\pi D_0^2}{\pi D_0'^2} = \frac{\pi D_1^2}{\pi D_1'^2} = \lambda^2$



- (a) Turbina hélice: ns= 1050 (curva en gancho) ; (b) Turbina hélice: ns= 650 ; (c) Turbina Francis: ns= 500 ; (d) Turbina Francis: ns= 250 ; (e) Turbina Kaplan: ns= 230 ; (f) Turbina Kaplan: ns= 500 ; (g) Turbina Pelton: ns= 10 a 30 (curva plana)

Fig. A.6.5.- Rendimiento total de diferentes tipos de turbinas

Como el rendimiento de la turbina en función de los coeficientes óptimos de velocidad, es:

$$\eta_{man} = 2 (\xi_1 \mu_1 - \xi_2 \mu_2)$$

para que sea el mismo en el prototipo y en el modelo, los coeficientes óptimos de velocidad son iguales. Las relaciones de semejanza entre el prototipo y el modelo son:

Número de revoluciones

$$\left. \begin{array}{l} \text{Prototipo: } u_1 = \xi_1 \sqrt{2 g H_n} = \frac{\pi D_1 n}{60} \\ \text{Modelo: } u'_1 = \xi_1 \sqrt{2 g H'_n} = \frac{\pi D'_1 n'}{60} \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{n}{n'} = \frac{D'_1}{D_1} \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} = \lambda^{-1} \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} ; n = n' \lambda^{-1} \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}}$$

Caudal.- Llamando μ al coeficiente de contracción que es sensiblemente el mismo para los distribuidores de ambas turbinas y Ω y Ω' las secciones respectivas de los distribuidores, normales a las velocidades absolutas c_1 y c'_1 , se tiene:

$$\left. \begin{array}{l} Q = \mu \Omega c_1 = \mu \Omega \varphi_1 \sqrt{2 g H_n} \\ Q' = \mu \Omega' c'_1 = \mu \Omega' \varphi'_1 \sqrt{2 g H'_n} \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{Q}{Q'} = \frac{\Omega}{\Omega'} \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} = \lambda^2 \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} ; Q = Q' \lambda^2 \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}}$$

$$\text{Potencia: } \left\{ \begin{array}{l} N = \gamma Q H_n \eta \\ N' = \gamma Q' H'_n \eta \end{array} \right. \Rightarrow \frac{N}{N'} = \frac{Q H_n}{Q' H'_n} = \lambda^2 \sqrt{\left(\frac{H_n}{H'_n}\right)^3} ; N = N' \lambda^2 \sqrt{\left(\frac{H_n}{H'_n}\right)^3}$$

$$\text{Par motor: } \left\{ \begin{array}{l} C = \frac{N}{w} = \frac{60 N}{2 \pi n} \\ C' = \frac{N'}{w'} = \frac{60 N'}{2 \pi n'} \end{array} \right. \Rightarrow \frac{C}{C'} = \frac{N n'}{N' n} = \lambda^2 \sqrt{\left(\frac{H_n}{H'_n}\right)^3} \lambda \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} = \lambda^3 \frac{H_n}{H'_n} \Rightarrow C = C' \lambda^3 \frac{H_n}{H'_n}$$

Si el prototipo está constituido por un número de unidades, (k inyectores Pelton o Z rodetes Francis):

$$n = n' \frac{1}{\lambda} \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} ; Q = k Q' \lambda^2 \sqrt{\frac{H_n}{H'_n}} ; N = k N' \lambda^2 \sqrt{\left(\frac{H_n}{H'_n}\right)^3} ; C = k C' \lambda^3 \frac{H_n}{H'_n}$$

Hay que hacer notar que los rendimientos hidráulicos no sólo no serán iguales, sino que en el modelo los rendimientos volumétrico u orgánico son menores, porque las fugas o pérdidas de caudal son relativamente mayores en el modelo, al no poderse reducir los intersticios, y porque experimentalmente se ha comprobado que las pérdidas correspondientes son relativamente menores en las máquinas grandes; por todo ello, el rendimiento de la turbina prototipo es siempre mayor que el de su modelo.

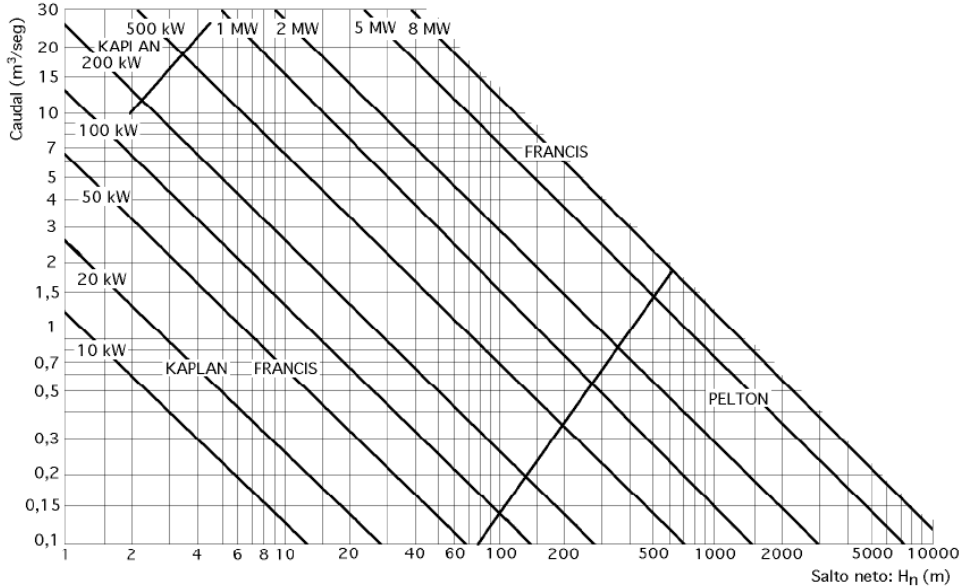


Fig. A.6.6.- Diagrama de aplicación (Q, Hn) para el cálculo de potencias.

Unas fórmulas empíricas que permiten calcular el rendimiento óptimo del prototipo η_p conociendo el rendimiento óptimo del modelo η_m son:

$$\text{Para: } H < 150 \text{ m: } \eta_p = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{d_m}{d_p}} \quad ; \quad \text{Para: } H > 150 \text{ m: } \eta_p = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[5]{\frac{d_m}{d_p}} \sqrt[20]{\frac{H_m}{H_p}}$$

$$\eta_p = 1 - (1 - \eta_m) \frac{1A + \frac{1}{\sqrt{d_p}}}{1A + \frac{1}{\sqrt{d_m}}} \quad (\text{Camener}) \quad ; \quad \eta_p = 1 - (1 - \eta_m) \frac{0,12 + \frac{\lambda}{\sqrt{d_{h(p)}}}}{0,12 + \frac{\lambda}{\sqrt{d_{h(m)}}}} \quad (\text{Camener})$$

en las que:

- λ es el coeficiente de rozamiento del agua (Moody)
- d_h es el diámetro hidráulico del canal de paso entre dos álabes (en m.), a la salida de la rueda

$$\eta_p = 1 - (1 - \eta_m) \sqrt[4]{\frac{d_m}{d_p}} \sqrt[10]{\frac{H_m}{H_p}} \quad (\text{Moody}) \quad ; \quad \eta_p = 1 - (1 - \eta_m) (0,5 + 0,5 \sqrt{\frac{d_m H_m}{d_p H_p}}) \quad (\text{Ackeret})$$

También, en general, se puede utilizar:
$$\eta_p = \eta_m \left\{ 1 - \frac{1}{\lambda^{0,314}} \left(1 - \frac{\eta_m}{\eta_{mec}} \right) \right\}$$
 siendo el rendimiento mecánico el mismo en el modelo y en el prototipo

Número de revoluciones específico n_s .- El número n_s es el número específico de revoluciones europeo y es el número de revoluciones por minuto a que giraría una turbina para que con un salto de 1 metro, generase una potencia de 1 CV. Si en las fórmulas de semejanza hacemos: $N' = 1$ CV, $H_n' = 1$ metro y $n' = n_s$ se obtiene:

$$\left. \begin{aligned} n &= \frac{n_s}{\lambda} \sqrt{H_n} \\ N &= \lambda^2 \sqrt{H_n^3} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{n_s^2}{n^2} H_n = \frac{N}{\sqrt{H_n^3}} \quad ; \quad n_s = \frac{n \sqrt{N}}{H_n^{5/4}}$$

Por la forma en que se ha definido, resulta que todas las turbinas semejantes tienen el mismo número de revoluciones específico, pudiéndose definir también n_s como el número de revoluciones de una turbina de 1 CV de potencia que bajo un salto de 1 metro tiene el mismo rendimiento hidráulico que otra turbina semejante de N (CV), bajo un salto de H_n metros, girando a n rpm.

En lugar de comparar las turbinas que difieren a la vez en el salto H_n , potencia N y velocidad n , se comparan entre sí las que dan la misma potencia $N = 1$ CV, bajo el mismo salto $H_n = 1$ m, y que sólo difieren en su velocidad n_s ; cada una de ellas define una serie de turbinas semejantes de igual rendimiento, cuyas dimensiones se obtienen multiplicando las de la turbina modelo por: $\sqrt{2 g H_n}$

De acuerdo con el valor de n_s las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en la siguiente forma:

- a) Pelton con un inyector, $5 < n_s < 30$
- b) Pelton con varios inyectores, $30 < n_s < 50$
- c) Francis lenta, $50 < n_s < 100$; Francis normal, $100 < n_s < 200$; Francis rápida, $200 < n_s < 400$
- d) Francis extrarápida, ruedas-hélice, $400 < n_s < 700$
- e) Kaplan, $500 < n_s < 1000$
- f) Kaplan de 2 palas, $n_s = 1200$

Velocidad específica para el caso de varios rodetes iguales que trabajan bajo un mismo salto, a n rpm.- Si se supone una turbina múltiple formada por Z turbinas o ruedas iguales montadas sobre un mismo eje, Fig A2.7, de forma que:

- La potencia total suministrada sea N
- Bajo el mismo salto H_n para todas las ruedas
- A la velocidad n rpm

el n° de revoluciones específico de una turbina, que diese con un solo rodete la potencia N^* bajo el mismo salto H_n y a n rpm, sería:

$$n_s = \frac{n \sqrt{N}}{H_n^{5/4}}$$

pero siendo las Z turbinas componentes iguales y N^* la potencia suministrada por cada una de ellas, se tiene:

$$N = Z N^* \Rightarrow n_s = \frac{n \sqrt{Z N^*}}{H_n^{5/4}} = \sqrt{Z} \frac{n \sqrt{N^*}}{H_n^{5/4}} = \sqrt{Z} n_s^* \Rightarrow n_s^* = \frac{n_s}{\sqrt{Z}}$$

en la que n_s es la velocidad específica de cada una de las turbinas componentes que integran la turbina múltiple.

Número de revoluciones n_q .- En USA se ha introducido el concepto de número específico de revoluciones n_q que debería tener un tipo de turbina determinado, para evacuar un caudal $Q''= 1$ m³, bajo un salto de $H_n''= 1$ m, con el máximo rendimiento posible. Su expresión se puede deducir de las relaciones de semejanza de turbinas entre caudales y revoluciones por minuto:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{Q}{I} = \lambda^2 \sqrt{\frac{H_n}{I}} \\ \frac{n}{n_q} = \lambda^{-1} \sqrt{\frac{H_n}{I}} \end{array} \right\} \Rightarrow \frac{n}{n_q} = H_n^{1/4} \sqrt{\frac{H_n}{Q}} \quad ; \quad n_q = \frac{n \sqrt{Q}}{H_n^{3/4}}$$

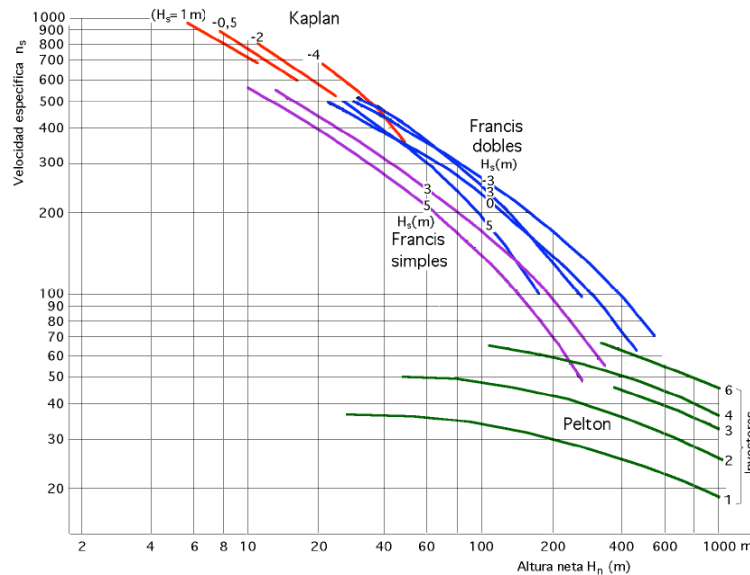


Fig. A.2.7.- Clasificación de turbinas en función de $H_s = f(n_s)$

La forma de caracterizar a las turbinas por su nq parece bastante racional, por cuanto los datos del problema suelen ser, generalmente, el caudal Q y el salto neto H_n , y no la potencia, como en el caso de ns . Para calcular ns es preciso determinar previamente la potencia fijando un rendimiento global que no se conoce, y que varía en cada salto con el caudal y con la velocidad y en cuyo cálculo hay que recurrir a métodos experimentales.

La ventaja de nq frente a ns radica en que no se basa en hechos hipotéticos, sino sobre datos que se pueden determinar exactamente antes de construir la turbina.

La relación entre nq y ns es: $n_s = \sqrt{\frac{\gamma \eta}{75}} n_q$ y como el líquido es agua, resulta: $n_s = 3,65 \sqrt{\eta} n_q$ que permite calcular el valor de nq para diversos tipos de turbinas, como se indica en la Tabla A2.1.

$2 < n_s < 30$	<i>Pelton de un inyector</i>	$0,6 < n_q < 9$
$30 < n_s < 60$	<i>Pelton de varios inyectores</i>	$9 < n_q < 18$
$60 < n_s < 200$	<i>Francis lenta</i>	$18 < n_q < 60$
$n_s = 200$	<i>Francis normal</i>	$n_q = 60$
$200 < n_s < 450$	<i>Francis rápida</i>	$60 < n_q < 140$
$450 < n_s < 500$	<i>Francis de varios rodetes, y T. hélice</i>	$140 < n_q < 152$
$500 < n_s < 1350$	<i>T. hélice y Kaplan</i>	$152 < n_q < 400$

Tabla A.6.1.- Valores nq para diversos tipos de turbinas.

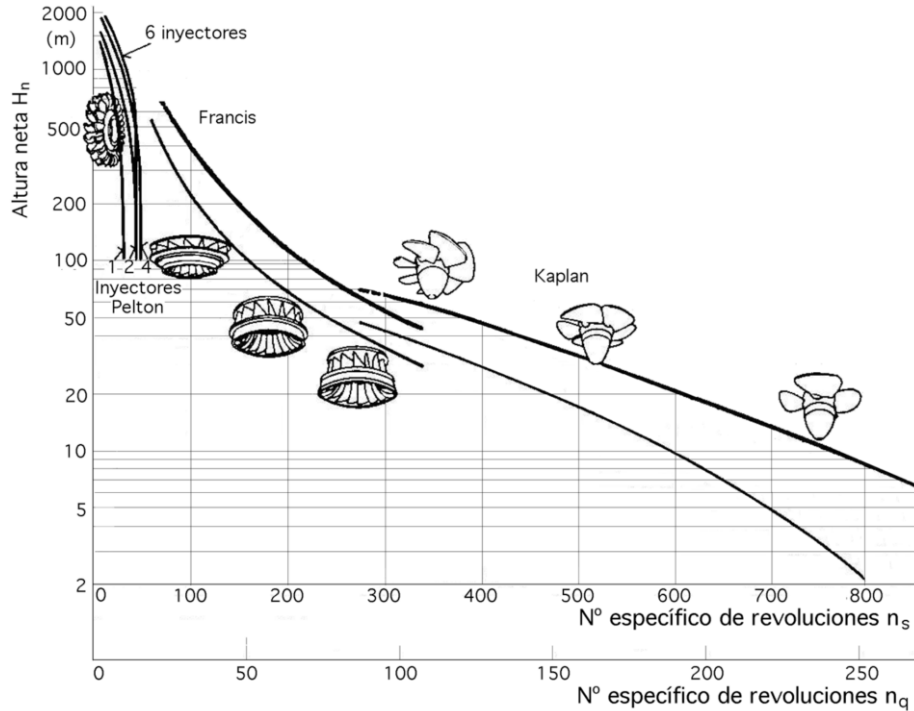


Fig. A.6.8.- Campo de aplicación de los diferentes tipos de turbinas.

Variación de las características de una turbina al variar el salto.- Las características de dos turbinas semejantes vienen relacionadas por las expresiones:

$$n = n' \frac{1}{\lambda} \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} ; \quad Q = Q' \lambda^2 \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} ; \quad N = N' \lambda^2 \sqrt{\left(\frac{H_n}{H_n'}\right)^3} ; \quad C = C' \lambda^3 \frac{H_n}{H_n'}$$

Si ahora se estudian las características de una misma turbina funcionando bajo un salto H_n' diferente de H_n basta con hacer $\lambda = 1$, obteniéndose:

$$n = n' \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} ; \quad Q = Q' \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} ; \quad N = N' \sqrt{\left(\frac{H_n}{H_n'}\right)^3} ; \quad C = C' \frac{H_n}{H_n'} \Rightarrow \sqrt{\frac{H_n}{H_n'}} = \frac{n}{n'} = \frac{Q}{Q'} = \sqrt[3]{\frac{N}{N'}} = \sqrt{\frac{C}{C'}}$$

En las instalaciones hidráulicas el salto neto puede variar, y en particular en los saltos pequeños inferiores a 50 metros; también puede ser variable en los medianos, entre 50 y 300 metros, cuando se trata de utilizar el agua de una reserva.

Para que el rendimiento de la turbina permanezca constante al variar el salto, sería necesario variar al mismo tiempo la velocidad del grupo, pero esta velocidad viene siempre impuesta por el alternador, que debe girar a una velocidad sincrónica, y en estas condiciones no se puede modificar la velocidad al mismo tiempo que varía el salto; el regulador mantendrá constante la velocidad, y al variar el salto en uno u otro sentido, el rendimiento disminuirá. Más adelante se verá que las turbinas más apropiadas para saltos variables y velocidad constante son las hélices extra rápidas.

A6.3.- CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS

Para llegar a conocer bien las particularidades del funcionamiento de un determinado tipo de turbina, es necesario realizar con ella un gran número de ensayos, que abarquen la totalidad de las condiciones posibles de trabajo, que vienen determinadas por la variabilidad del salto, de la carga (par resistente), de la velocidad, etc.

Para cada valor del grado de admisión x , que se obtiene variando la posición de las directrices móviles del distribuidor en las turbinas de reacción, o la carrera de la aguja del inyector en las ruedas Pelton, se realizan, (con ayuda de un freno y a diferentes velocidades), una serie de medidas procurando mantener constante el valor del salto neto.

La potencia absorbida (potencia hidráulica) se calcula conocidos el caudal Q y el salto neto H_n . También se puede determinar el valor del número específico ns , con lo que se completa la serie de datos a incluir en las diferentes tablas, en las que habrá que señalar también el valor del diámetro D_1 con objeto de poder referir estos resultados a otras ruedas del mismo tipo de diferente D_1 o funcionando bajo otro valor H_n del salto, sin más que aplicar las leyes de semejanza de turbinas.

Características de caudal, par motor y potencia.- Con ayuda de las tablas de valores obtenidas en Laboratorio, se pueden construir las familias de curvas definidas por las siguientes

ecuaciones, mediante el ensayo elemental, para un grado de apertura del distribuidor x , determinado:

$$Q = f_1(n, x) ; C = f_2(n, x) ; N = f_3(n, x)$$

en las que se toman los valores de x como parámetros, y los de las velocidades de rotación n como variables independientes.

Las curvas de potencia $N(n)$ parten todas de un origen común, Fig. A.6.9, cuando $n = 0$ y tienen una forma casi parabólica, con un máximo que se corresponde para cada valor de x con el rendimiento óptimo. Los puntos de corte con el eje de velocidades se corresponden con las velocidades de embalamiento, distintas para cada valor de x , estando en ese momento sometida la turbina, únicamente, al freno impuesto por las resistencias pasivas, tanto mecánicas como hidráulicas.

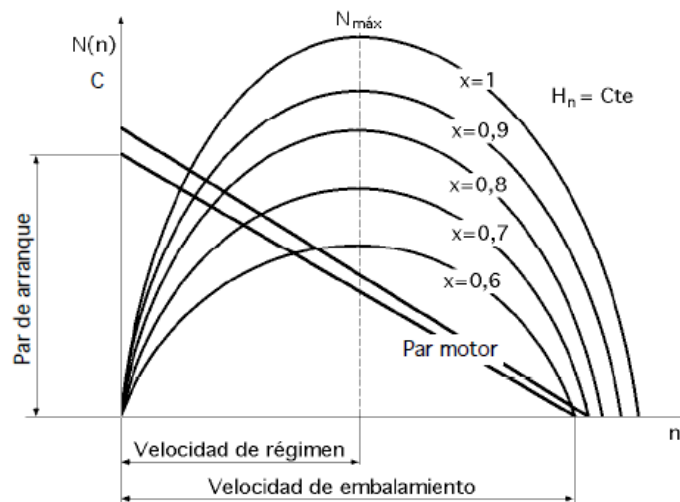


Fig. A.6.9.- Curvas características de potencia.

Las curvas $Q(n)$ para diferentes grados de apertura x y salto constante H_n , son rectas, Fig. A2.10; para las Pelton son rectas horizontales, siendo el gasto del inyector rigurosamente independiente de la velocidad de rotación; para las ruedas Francis, el caudal varía con la velocidad, pero la inclinación de las curvas $Q(n)$ varía con los valores de n ; a las ruedas hélice, y a las Francis rápidas, corresponden curvas siempre crecientes, lo cual significa que a velocidad

constante y salto variable, la capacidad de absorción de la rueda es tanto mayor cuanto menor sea el salto, lo que constituye una gran ventaja para saltos pequeños.

Las curvas $C(n)$, Fig. A6.9, aunque poco utilizadas por los constructores de turbinas, son de gran utilidad en el estudio de la regulación y del acoplamiento mecánico de la turbina y el alternador. También son rectas, siendo la ordenada en el origen el par de arranque, y la abscisa de ordenada nula la velocidad de embalamiento. *El par de arranque* de las turbinas hidráulicas es aproximadamente el doble que el de régimen, excepto para las turbinas hélice; esta propiedad es de gran interés, por cuanto permite el arranque en carga cuando el par resistente en el arranque es mayor que el de régimen

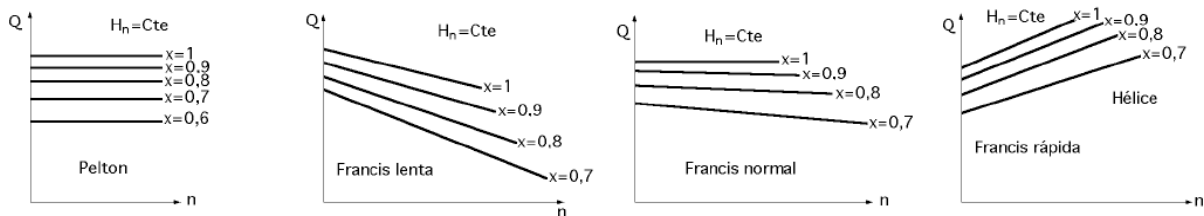


Fig. A.6.9.- Curvas $Q(n)$ para diversos grados de x de apertura.

Curvas en colina.- Las curvas en colina, o en concha, se obtienen a partir de una serie de ensayos elementales. Al ser constante el salto neto, el rendimiento será una función simultánea de las variables N y n , o de las Q y n , es decir: $\eta = F_1(N, n)$; $\eta = F_2(Q, n)$.

La representación espacial de estas funciones es una superficie que puede representarse en el plano, para cualquiera de los dos casos, cortándola por planos de rendimiento constante, equidistantes, y proyectando las intersecciones obtenidas sobre el plano (N, n) o sobre el plano (Q, n) , quedando de esta forma representada la colina de rendimientos, por las curvas de igual rendimiento de la Fig. A6.11.

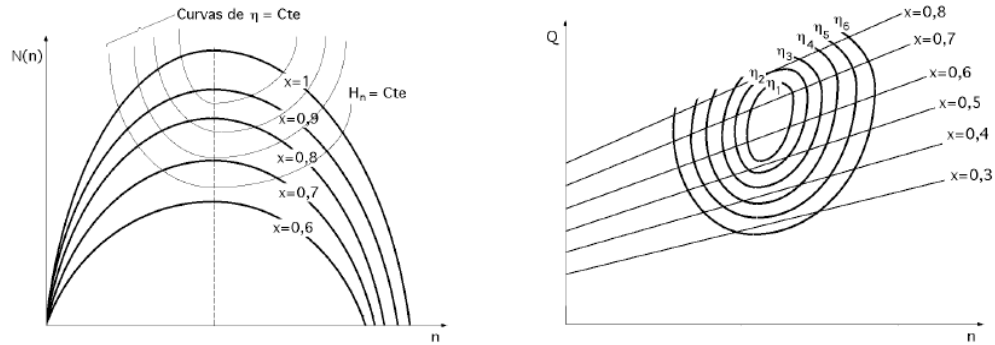


Fig. A.6.11.- Colinas de rendimientos

Para obtener la representación de las ecuaciones $Q = f_1(n)$ y $N = f_2(n)$ para cada punto dado por un valor de x y otro de n correspondientes a cada ensayo, se anota el rendimiento calculado y uniendo los puntos de igual rendimiento, se obtiene la representación deseada.

El vértice de la colina de rendimientos se corresponde con la velocidad de régimen y con la potencia o caudal de diseño siempre que la turbina esté racionalmente construida. La mayor o menor proximidad de las curvas en colina da una idea sobre el campo de aplicación de la turbina ensayada. Cuando estas curvas estén muy próximas, el rendimiento variará mucho al modificar las condiciones de funcionamiento, por lo que será conveniente utilizar la turbina en aquellas zonas en donde las curvas se encuentren muy distanciadas, pues de este modo, el rendimiento variará poco al modificar las condiciones de funcionamiento.

Curvas de rendimientos para H_n y n constantes, en función del caudal y la potencia.- La forma habitual de funcionamiento de las turbinas industriales es suministrar, en cada instante, la potencia que la exige el alternador, manteniendo al mismo tiempo constante la frecuencia y, por lo tanto, el número de revoluciones. Este es el motivo de que sea interesante estudiar las variaciones del rendimiento al variar la potencia o el caudal, manteniendo constantes el salto H_n y la velocidad n . Estas variaciones están representadas en las Fig. A.6.12, para distintos tipos de turbinas; la curva de rendimientos en función de los caudales se obtiene para cada valor de n s manteniendo constantes en los ensayos los valores de H_n y n , midiendo al freno la potencia útil y calculando el rendimiento por la expresión:

$$\eta = \frac{N}{\gamma Q H_n}$$

en la que Q se hace variar modificando la admisión x.

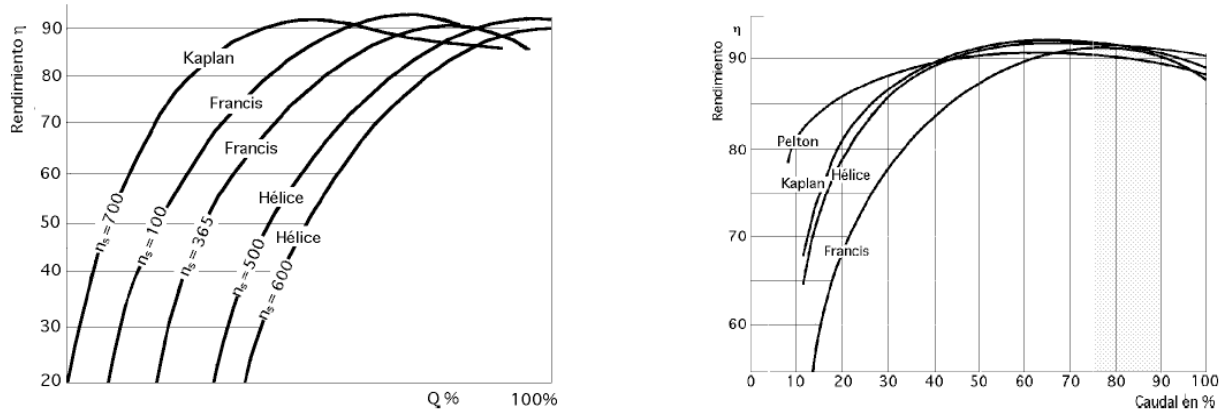


Fig. A.6.12.- variación del rendimiento con el caudal para distintos tipos de turbinas hidráulicas.

En forma idéntica se podría obtener la curva que relaciona los rendimientos con la potencia.

En la gráfica (η , Q) se observa que el máximo de la curva de rendimientos en función del caudal, se corresponde con valores comprendidos entre el 75% y el 90% del caudal máximo. La experiencia demuestra que lo más racional es proyectar la turbina de manera que el η *máx* se obtenga para el intervalo de la potencia indicada en la Tabla A2.

En las turbinas Kaplan, el rendimiento máximo se obtiene para unos valores de la carga máxima comprendidos entre el 60% y el 70%; del 70% en adelante, el valor del rendimiento disminuye relativamente poco. La potencia y el salto así definidos son la potencia y salto de diseño. Si por razón de una variación brusca de la carga, la velocidad varía en forma sensible, o si permaneciendo ésta constante por la acción de un regulador de velocidad, lo que varía es el caudal, el rendimiento disminuye.

Tabla A.2

<i>Intervalo de potencia máxima</i>	<i>Número específico de revoluciones</i>
$75\% < N < 80\%$	$160 < n_s < 200$
$80\% < N < 82\%$	$200 < n_s < 330$
85 %	$n_s = 400$
90 %	$n_s = 500$
100 %	$n_s = 700$

En las turbinas Kaplan este descenso de rendimiento es menos sensible, por cuanto al orientarse las palas de acuerdo con los valores de carga o de gasto, podrán cumplirse las condiciones de rendimiento máximo entre límites bastante amplios alrededor de las características de régimen.

En el caso de turbinas Pelton, $n_s < 45$, el rendimiento viene muy poco influenciado por las variaciones de la carga, sobre todo en el caso de la rueda con dos inyectores, $30 < n_s < 45$, por lo que presentan un gran interés sobre todo cuando las variaciones de carga son muy grandes.

En el caso general de turbinas de reacción, tanto Francis como ruedas Hélice ordinarias, las curvas de rendimientos globales en función de la potencia presentan un máximo para la potencia de diseño, dependiendo las variaciones del rendimiento con la carga, en gran manera, del valor de n_s . Cuanto mayor sea n_s más bajos serán los rendimientos correspondientes a las cargas fraccionarias, por lo que, si la carga de la red es variable, no se puede adoptar una turbina con un n_s cualquiera.

A6.4.- CONCEPTO DE TURBINA UNIDAD

Los datos obtenidos en Laboratorio en el ensayo de modelos de turbinas, permiten su utilización para el cálculo de turbinas semejantes. En la práctica suelen emplearse para determinar los diagramas y parámetros de una turbina semejante, cuyo diámetro de salida del rodete D_2 sea igual a 1 metro; a esta turbina se la denomina *turbina unidad*, para distinguirla del modelo del

que se han obtenido los datos. Las leyes de semejanza permiten reducir los valores obtenidos experimentalmente en el ensayo de un modelo de turbina a los correspondientes de turbina unidad; estos valores que se designan con los subíndices (11) se denominan valores reducidos o característicos. Si H_n , Q , N y n son los valores medidos en cada ensayo de la turbina modelo y H_{n11} , Q_{11} , N_{11} y n_{11} los correspondientes reducidos, en el supuesto de que se conserven los rendimientos, de las relaciones de semejanza se deduce para $D_{211}= 1$ metro y $H_{n11}= 1$ metro:

$$\frac{H_n}{H_{n11}} = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^2 \left(\frac{D_2}{D_{211}}\right)^2 = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^2 D_2^2 \Rightarrow H_n = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^2 D_2^2 ; n_{11} = \frac{n D_2}{\sqrt{H_n}}$$

$$\frac{Q}{Q_{11}} = \frac{n}{n_{11}} \left(\frac{D_2}{D_{211}}\right)^3 = \frac{n}{n_{11}} D_2^3 \Rightarrow Q_{11} = \frac{Q}{D_2^3} \frac{n_{11}}{n} = \frac{Q}{D_2^2 \sqrt{H_n}}$$

$$\frac{N}{N_{11}} = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^3 \left(\frac{D_2}{D_{211}}\right)^5 = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^3 D_2^5 \Rightarrow N_{11} = \frac{N}{D_2^5} \left(\frac{n_{11}}{n}\right)^3 = \frac{N}{D_2^2 \sqrt{H_n^3}}$$

$$\frac{C}{C_{11}} = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^2 \left(\frac{D_2}{D_{211}}\right)^5 = \left(\frac{n}{n_{11}}\right)^2 D_2^5 \Rightarrow C_{11} = \frac{C}{D_2^5} \left(\frac{n_{11}}{n}\right)^2 = \frac{C}{D_2^3 H_n}$$

Para obtener los diagramas de ensayo, a partir del modelo de turbina unidad, se procede como sigue:

Se coloca el distribuidor en una posición de abertura fija y se aplica a la turbina un caudal y al eje un freno, hasta conseguir que se mantenga uniforme la velocidad de giro n_{11} , midiéndose el caudal Q_{11} el salto $H_n(11)$ y la potencia al freno N_{11} .

Si se mantiene fijo el distribuidor se puede variar la potencia del freno, modificándose así los valores de n_{11} y Q_{11} y ligeramente $H_n(11)$ obteniéndose todos los valores del número de revoluciones n_{11} que se deseen, repitiendo después los ensayos para distintas aperturas del distribuidor.

Curvas características de las turbinas unidad.- Una turbina unidad tiene un diámetro $D_{211} = 1$ m, y trabaja con un salto $H_n(11) = 1$ m, por lo que la relación de semejanza respecto a otra turbina de diámetro D y altura manométrica H_n , para la que se cumplen las condiciones de semejanza, el valor de la escala es $\lambda = D$. En los ensayos de Laboratorio se suele fijar el salto $H_n(11)$ por lo que los diagramas de curvas características más frecuentes son los que relacionan los caudales Q_{11} y las potencias N_{11} con el número de revoluciones n_{11} .

A cada par de valores (Q_{11}, n_{11}) ó (N_{11}, n_{11}) se puede superponer el rendimiento, Fig. A.6.13, de forma que cuando se cumpla que $\eta = \eta_{11}$ se pueden aplicar las ecuaciones de semejanza, por lo que el conjunto de los rendimientos viene dado por superficies de la forma:

$$\eta = f(Q_{11}, n_{11}) \quad \text{ó} \quad \eta = F(N_{11}, n_{11})$$

Por lo que respecta al diagrama (Q_{11}, n_{11}) se procede de la siguiente forma:

- Sobre el eje Ox se llevan los valores de n_{11} , sobre el Oy los de Q_{11} y sobre el Oz los correspondientes a η .*
- Las diversas cotas de la superficie proporcionan la colina de rendimientos, siendo las curvas de nivel la intersección de estas superficies con planos $\eta = \text{Cte}$.*

Las curvas de caudal Q_{11} y velocidad de giro n_{11} verifican la ecuación de semejanza:

$$\frac{n}{n_{11}} = \frac{1}{\lambda} \sqrt{\frac{H_n}{H_{n_{11}}}} = \frac{1}{D} \sqrt{H_n}$$

$$\frac{Q}{Q_{11}} = D^2 \sqrt{\frac{H_n}{H_{n_{11}}}} = D^2 \sqrt{H_n} = \left| \frac{n}{n_{11}} = \frac{1}{D} \sqrt{H_n} \right| = D^3 \frac{n}{n_{11}} \Rightarrow \frac{Q_{11}}{n_{11}} = \frac{Q}{n D^3} = \text{Cte}$$

que son familias de rectas.

También es corriente presentar *curvas de igual abertura del distribuidor*; para los diversos valores de esta abertura x , basta unir en los diagramas los puntos correspondientes a cada una de ellas para obtener las curvas de igual admisión, de gran utilidad en la explotación de

centrales hidroeléctricas. Las *curvas de igual potencia* N y velocidad n constante satisfacen la ecuación:

$$\left. \begin{aligned} N_{11} &= \gamma Q_{11} H_{n_{11}} \eta \\ N &= \gamma Q H_n \eta \end{aligned} \right\}$$

$$\frac{N_{11}}{N} = \frac{Q_{11} H_{n_{11}}}{Q H_n} = \left| H_{n_{11}} = 1 \right| = \frac{Q_{11}}{Q H_n} = \left| \begin{aligned} \frac{n D}{n_{11}} &= \sqrt{H_n} \\ Q &= Q_{11} D^3 \frac{n}{n_{11}} \end{aligned} \right| = \frac{Q_{11}}{Q_{11} D^3 \frac{n}{n_{11}} \frac{n^2 D^2}{n_{11}^2}} = \frac{n_{11}^3}{n^3 D^5}$$

$$\frac{n^3}{n_{11}^3} = \frac{N}{D^5 N_{11}} \quad ; \quad \frac{N_{11}}{n_{11}^3} = \frac{N}{n^3 D^5} = Cte$$

Las curvas de velocidad son de la siguiente forma:

$$n_s = n \frac{\sqrt{N}}{H_n^{5/4}} = n \sqrt{\frac{\gamma Q H_n \eta}{75}} = n \frac{\sqrt{\gamma Q \eta}}{\sqrt{75} H_n^{3/4}} = 3,65 n \frac{\sqrt{Q \eta}}{H_n^{3/4}} = \left| \begin{aligned} Q &= Q_{11} D^2 \sqrt{H_n} \\ n &= n_{11} \frac{\sqrt{H_n}}{D} \end{aligned} \right| = n_{11} \sqrt{\frac{\gamma Q_{11}}{75}}$$

Conocidas estas curvas se procede del modo siguiente, Fig. A6.14: Se calcula la curva $n_s = Cte$ y sobre ella se toma un punto M. Por este punto pasan una recta de $Q = Cte$ y una línea de $n = Cte$; a cada punto M le corresponderán los valores de H_n y de Q . El punto de funcionamiento es aquél en que este par de valores verifica la ecuación

$$Q = \frac{N}{\gamma H_n}$$

deduciéndose las coordenadas de n_{11} y Q_{11} .

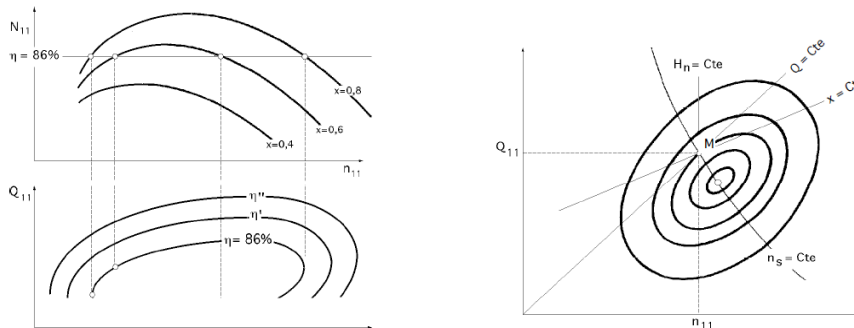


Fig. A.6.12.- Curvas características de la turbina unidad.

El diámetro $D_2 = \frac{n_{11}\sqrt{H_n}}{n} = \sqrt{\frac{Q}{Q_{11}\sqrt{H_n}}}$ y las demás dimensiones de la turbina se deducen a partir de los de la turbina unidad, multiplicándoles por el factor de semejanza geométrico, $\lambda = D_2$.

Las formas de funcionamiento con salto H_n constante se encuentran a lo largo de la ordenada del punto M en sus puntos de corte con las otras curvas. Si se quiere conocer el funcionamiento

con salto variable, se buscará en las distintas ordenadas de abscisas $n_{11} = n \frac{D}{\sqrt{H_n}}$ los correspondientes puntos de corte con las otras curvas.

ANEXO 7.- Datos Técnicos de la C.H. Bombaná.



Bombaná

Nombre

C.H. Bombaná

Hidroeléctrica

Gerencia Regional de Producción Sureste
Superintendente

Ing. Vicente Werner Schlie Guzmán

A7.1.- Vía de acceso

A esta Central se llega tras recorrer un total de 47 Kms. desde Tuxtla Gutiérrez pasando por la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres por una carretera pavimentada

A7.2.- Datos históricos

La C.H. Bombaná inicio su construcción en el año 1951, En este año se pone en operación las unidades 3 y 4, en el año 1961 entraron en funcionamiento la unidad 1 y 2.

UNIDAD 1

No. de Unidad: 1
Tipo de Unidad: Hidroeléctrica
Fecha de operación comercial: 01/03/61
Capacidad: 1.32 MW

1

No. de unidades: 1
Marca: ACEC
Fabricante: ACEC
Potencia: 1320 KW
Voltaje: 2.4 KV
Corriente: 397
Capacidad nominal: 1.650 MVA
Tensión nominal: 2.4 KV
Factor de potencia: 0.8 %
Rendimiento:
Frecuencia: 60 %
Voltaje de excitación: 63 V
Corriente de excitación: 276 A
Velocidad de rotación: 600 rpm

1

Lineas: 4020
Tensión: 13.8 KV
Destino: SUB. JUY-JUY

No. de Unidades:
Eje: Horizontal (Vertical, Horizontal)
Tipo: Pelton
Marca: Drees
Fabricante: Drees
Capacidad: 1.32 KW
Potencia máxima por unidad: 1,877 hp
Carga estática máxima: 262 m
Gasto de diseño: 0.625 m³/s
Carga neta de diseño: 262 m
Carga mínima: m
Velocidad de rotación: 600 rpm
Rendimiento: %

1

Número: 1
Marca: IEM
Tipo(no. de fases): 3 Fases
Capacidad nominal: 1.5 MVA
Clase de enfriamiento: OA
Tensión de transformación: 34.5 KV
Frecuencia: 60 HZ
Voltaje: 2.4 KV
Conexión: Delta - Estrella

UNIDAD 2

No. de Unidad: 2
Tipo de Unidad: Hidroeléctrica
Fecha de operación comercial: 01/03/61
Capacidad: 1.32 MW

1

No. de unidades: 2
Marca: ACEC
Fabricante: ACEC
Potencia: 1320 KW
Voltaje: 2.4 KV
Corriente: 397
Capacidad nominal: 1.650 MVA
Tensión nominal: 2.4 KV
Factor de potencia: 0.8 %
Rendimiento:
Frecuencia: 60 %
Voltaje de excitación: 63 V
Corriente de excitación: 276 A
Velocidad de rotación: 600 rpm

1

Lineas: 4020
Tensión: 13.8 KV
Destino: SUB. JUY-JUY

No. de Unidades:
Eje: Horizontal (Vertical, Horizontal)
Tipo: Pelton

Marca: Drees
Fabricante: Dress
Capacidad: 1.32 KW
Potencia máxima por unidad: 1.877 hp
Carga estática máxima: 262 m
Gasto de diseño: 0.625 m³/s
Carga neta de diseño: 262 m
Carga mínima: m
Velocidad de rotación: 600 rpm
Rendimiento: %

1

Número: 1
Marca: WESTINHOUSE
Tipo(no. de fases): 3 Fases
Capacidad nominal: 1.5 MVA
Clase de enfriamiento: OA
Tensión de transformación: 34.5 KV
Frecuencia: 60 HZ
Voltaje: 2.4 KV
Conexión: Delta - Estrella

1

UNIDAD 3

No. de Unidad: 3
Tipo de Unidad: Hidroeléctrica
Fecha de operación comercial: 27/03/51
Capacidad: 1.30 MW

1

No. de unidades: 3
Marca: WESTINHOUSE
Fabricante: WESTINHOUSE
Potencia: 1300 KW
Voltaje: 2.4 KV
Corriente: 391
Capacidad nominal: 1.625 MVA
Tensión nominal: 2.4 KV
Factor de potencia: 0.8 %
Rendimiento:
Frecuencia: 60 %
Voltaje de excitación: 125 V

Corriente de excitación: 120 A
Velocidad de rotación: 600 rpm

1

Lineas: 4020
Tensión: 13.8
Destino: SUB. JUY-JUY

No. de Unidades:
Eje: Horizontal (Vertical, Horizontal)
Tipo: Pelton
Marca: SMS
Fabricante: SMS
Capacidad: 1300 KW
Potencia máxima por unidad: 1300
Carga estática máxima: 262 m
Gasto de diseño: 0.600 m³/s
Carga neta de diseño: 262 m
Carga mínima: m
Velocidad de rotación: 600 rpm
Rendimiento: %

1

Número: 3
Marca: WESTINHOUSE
Tipo(no. de fases): 3
Capacidad nominal: 1.5 MVA
Clase de enfriamiento: OA
Tensión de transformación: 34.5 KV
Frecuencia: 60 HZ
Voltaje: 2.4 KV
Conexión: Delta - Estrella

UNIDAD 4

No. de Unidad: 4
Tipo de Unidad: Hidroeléctrica
Fecha de operación comercial: 27/03/51
Capacidad: 1.30 MW

1

No. de unidades: 4
Marca: WESTINHOUSE
Fabricante: WESTINHOUSE
Potencia: 1300 KW
Voltaje: 2.4 KV

Corriente: 391
Capacidad nominal: 1.625 MVA
Tensión nominal: 2.4 KV
Factor de potencia: 0.8 %
Rendimiento:
Frecuencia: 60 %
Voltaje de excitación: 125 V
Corriente de excitación: 120 A
Velocidad de rotación: 600 rpm

1

Lineas: 4020
Tensión: 13.8
Destino: SUB. JUY-JUY

No. de Unidades:
Eje: Horizontal (Vertical, Horizontal)
Tipo: Pelton
Marca: SMS
Fabricante: SMS
Capacidad: 1300 KW
Potencia máxima por unidad: 1300
Carga estática máxima: 262 m
Gasto de diseño: 0.600 m³/s
Carga neta de diseño: 262 m
Carga mínima: m
Velocidad de rotación: 600 rpm
Rendimiento: %

1

Número: 3
Marca: IEM
Tipo(no. de fases): 3
Capacidad nominal: 1.5 MVA
Clase de enfriamiento: OA
Tensión de transformación: 34.5 KV
Frecuencia: 60 HZ
Voltaje: 2.4 KV
Conexión: Delta - Estrella