



INGENIERÍA ELECTRÓNICA

RESIDENCIA PROFESIONAL:

FRECUENCÍMETRO DIGITAL

LUGAR:

CENTRAL HIDROELÉCTRICA BELISARIO DOMÍNGUEZ

RESIDENTE:

PINEDA FAJARDO WALTER GUILLERMO

ASESOR INTERNO :

LESTER ACOSTA MAZA

ASESOR EXTERNO:

ING. HUGO RIVERA VILLALOBOS

REVISOR:

ING. JESÚS A. ESPINOSA CALVO

FECHA DE ENTREGA:

09 DE DICIEMBRE DE 2008

ÍNDICE

CONTENIDO	PAGINA
1.- OBJETIVOS.....	1
2.-INTRODUCCIÓN.....	2
2.1.- CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	3
2.1.1.-Información General De La Central Hidroeléctrica.....	3
2.1.2.-Casa De Máquinas.....	5
2.1.3.- Túnel de acceso.....	8
2.2.- Protecciones.....	9
2.2.1.- Características de las protecciones.....	9
2.2.2.- Evaluación de las protecciones por relevadores.....	13
2.2.3.- Factores que afectan a los reveladores de protección.....	14
2.2.4.- Zonas de protección.....	15
2.2.5.- Labor del departamento de protección de CFE.....	17
3.-CONOCIMIENTO DEL EQUIPO PRIMARIO, EN LA C.H.BD.....	19
3.1.- Generador.....	19
3.2.- Transformador de Excitación.....	19
3.3.- Transformador de servicios propios.....	20
3.4.- Transformado de potencia.....	20

4.- CONOCER LOS DISTINTOS TIPOS DE PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES.....	21
4.1.- Descripción de las protecciones de la Unidad 2.....	21
4.2.- Tipos de falla y protección que se activa.....	23
5.- CONOCER LOS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LA PROTECCION CONTRA SOBRE CORRIENTE DE TRANSFORMADOR DE EXITACION.....	24
5.1.- La sobre corriente.....	24
5.2.- Relevadores de sobre-corriente.....	25
5.3.- Relevadores de sobre-corriente de Acción instantánea (50).....	26
5.4.- Relevadores de sobre-corriente de tiempo inverso (51).....	27
5.5.- Relevadores de sobre-corriente en el transformador de excitación.....	29
6.-RECONOCIMIENTO DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE REGULADOR DE TENSIÓN.....	30
6.1.-Funcionamiento del AVR.....	30
6.2.- Partes del AVR.....	30
6.3.- Protección AVR 86E.....	31
6.4.-Descripción De Fallas Para El Disparo Del 86e.....	32
6.4.1.- Protección Por Tiempo Largo De Excitación forzada.....	32
6.4.2.- Protección por desbalance en el puente rectificador.....	32
6.4.3.- Protección por falal del sistema de enfriamiento.....	32
6.4.4.- Protección de falla a tierra del campo del generador 64F.....	32
6.4.5.- Protección Supresor De sobretensiones (crow bar).....	33
7.- CONOCER LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO Y SU USO.....	33
7.1.- Transformadores de instrumento.....	33
7.2.- Transformadores de corriente.....	33
7.2.1.- Transformador de corriente para protecciones.....	34
7.2.2.- Transformador de corriente para medición.....	35

7.3.- Transformador de potencial.....	35
7.3.1.- Transformadores de voltaje para protección.....	35
8.- MARCO TEÓRICO.....	36
9.- PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.....	37
9.1.- SENSORES.....	38
9.2.- EL MICROCONTROLADOR PIC16F877.....	41
9.3.- ULN2803.....	42
9.4.- 74LS373.....	44
9.5.- Displays De Siete Segmentos.....	45
10.- DISEÑO DEL SISTEMA.....	46
11.- CONCLUSIONES.....	47
ANEXOS.....	48
BIBLIOGRAFÍA.....	56

1.- OBJETIVO

Implementar un frecuencímetro digital en la sala de control de la central hidroeléctrica. Obtener información de la condición de los dispositivos, que permite al frecuencímetro digital desempeñar sus tareas, para con esto llevar a cabo acciones de control.

Conocer, diseñar, analizar y aplicar los métodos óptimos de control obtenidos en las investigaciones realizadas, para controlar situaciones de emergencia en un sistema basado en un frecuencímetro.

Alcanzar un nivel de procesamiento de señales capaz de aplicarse a cualquier sistema de adquisición, procesamiento y control de información, proveniente del frecuencímetro y sus sensores.

Demostrar que el sensado, manipulación y control de 3 variables o más, no solo se presenta en procesos de gran complejidad, sino que también están en aquellos que pasan desapercibidos ante los ojos no analíticos.

2.- INTRODUCCIÓN

Uno de los principales esfuerzos de Comisión Federal de Electricidad, va orientado a contar con personal mejor capacitado y adiestrado en las diferentes facetas que conforman todo el sector eléctrico.

Ventajas que se obtiene con los diferentes procesos técnicos-administrativos y así integrar los diferentes centros de trabajo.

- Primera** -Una inducción dinámica al proceso de Generación Hidroeléctrica.
- Segunda** -Conocimiento objetivo de una Central Hidroeléctrica para todo el personal de nuevo ingreso a Comisión Federal De Electricidad o ajeno a la misma.
- Tercera** -Conocimiento inmediato de todos los sistemas y subsistemas de una Central Hidroeléctrica.
- Cuarta** -Conocimiento específico del equipo que conforma una Central Hidroeléctrica.
- Quinta** -Conocimiento y aplicación de formatos técnico-administrativos de una Central Hidroeléctrica.
- Sexta** -Sistemas de información inherente al historial de los diferentes cambios que puedan suscitarse en los diferentes de una Central Hidroeléctrica.
- Séptima** -Por si misma constituye una metodología a seguir con la elaboración de este tipo de material en las centrales hidroeléctricas del sector eléctrico.

2.1.- CENTRAL HIDROELÉCTRICA



2.1.1.- INFORMACIÓN GENERAL DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

CFE rinde un homenaje al héroe chiapaneco ordenando que tanto la presa como la central hidroeléctrica lleva su nombre, cambiando así el de “La Angostura,” con que se conoció la obra desde su proyecto hasta la entrada en operación. Como datos de un gran valor histórico para el estado de Chiapas y para la nación. El tributo a la memoria de su gesta heroica fue creada la condecoración BELISARIO DOMÍNGUEZ, por decreto de la república, el 7 de octubre de 1952. La comisión de postulación que se estableció a acuerdo imponer la primera condecoración al busto del inspirador, que deberá ostentar en todas las sesiones solemnes del senado

La C.H. Belisario Domínguez ubica en el contexto de gerencia regional de producción sureste y asignada a la subgerencia de generación hidroeléctrica Grijalva, es una de las cuatro grandes centrales que aprovechan el caudal hidráulico del río Grijalva.

En virtud su gran capacidad de embalse y ser la primera en la cascada de la cuenca de Grijalva, esta central resulta estratégica para el control de los embalses del resto de las centrales que se encuentran río abajo y mediante un buen programa de control de los niveles del vaso se asegura la generación del sistema Grijalva.

La planta es totalmente subterránea y tiene cinco unidades de 18 000 KW cada una. Para realización del plan integral del Grijalva, fue necesario construir el aprovechamiento de la angostura, que reúne un conjunto de características que lo sitúan como elemento básico para la explotación del río Grijalva y que se puede emplear ventajosamente en la generación de energía, dado que su vaso de almacenamiento regulariza en promedio el escurrimiento de 9 700 millones de m³ anuales.

UNIDAD	ENTRADA DE OPERACIÓN
Unidad 1	04 de julio 1976
Unidad 2	27 de mayo 1976
Unidad 3	22 de noviembre de 19 75
Unidad 4	15 de marzo de 1978
Unidad 5	15 de junio de 1978

UNIDADES	
Número de unidades	5
Capacidad por unidad	180 MW
Capacidad instalada por placa	900 MW
Capacidad efectiva	900 MW

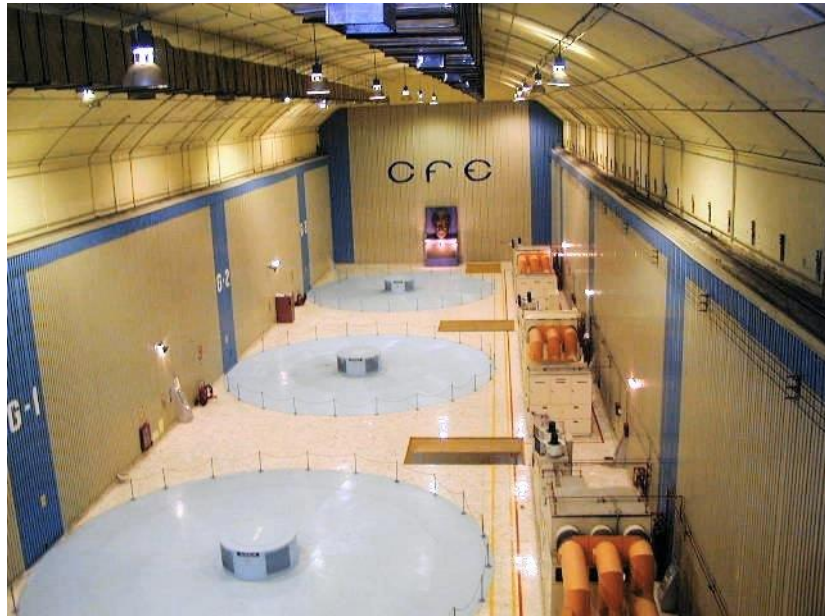
2.1.2. – CASA DE MÁQUINAS

Casa de máquinas es donde se realiza los principales procesos de control y monitoreo de las unidades de la C.H. Belisario Domínguez, en la cual es el área donde se realizó la puesta en servicio del sistema de protección contra sobre corriente del transformador de excitación.

De tipo subterráneo, la casa de máquinas se construyó en el interior de la roca montañosa de la margen derecha y su acceso es a través de un túnel de 640 m de longitud.

Casa de máquinas esta dividida en dos secciones:

Primera etapa.- En esta etapa se encuentran tres unidades, las cuales son: Unidad 1, Unidad 2 y Unidad 3.



Segunda etapa.- En esta etapa se encuentran ubicadas dos unidades: Unidad 4 y Unidad 5.



Las longitudes de ambas construcciones son las siguientes:

	1ra Etapa	2da Etapa.
Longitud	113.50m	99.00 m
Ancho	19.30 m	19.30 m
Altura	46.40 m	46.40 m

Las principales elevaciones se indican enseguida y otras se muestran en el esquema del corte transversal.

Bóveda	443.40 m. s. n. m.
Aire acondicionado	436.07 m. s. n. m.
Piso de generadores	427.00 m. s. n. m.
Piso de barras	423.50 m. s. n. m.
Piso de tableros	433.50 m. s. n. m.
Piso de turbinas	420.30 m. s. n. m.
Línea de centros turbina	417.00 m. s. n. m.
Puerta inspección rodete	411.50 m. s. n. m.
Galería de inspección	410.50 m. s. n. m.
Asiento tubo de succión	398.69 m. s. n. m.
Galería de drenaje	397.00 m. s. n. m.

Casa de máquinas se divide principalmente en niveles, los tres principales son:

Playa de montaje.- En esta área de trabajo podemos encontrar gran parte de los diferentes equipos que se utilizan para el proceso de generación de electricidad, tales como el regulador de velocidad, transformadores de potencial, transformadores de excitación, transformador de servicios propios, los bancos de tiristores y principalmente el transformador de potencia.

Piso de barras.- En esta parte se pueden encontrar el Bus de transferencia, el Bus de fase aislada, el alternador, también en esta parte se encuentra la Sala de Operación de las unidades y la Sala de Tableros.

Piso de turbinas.- En esta parte se encuentran los elementos mecánicos, tales como tuberías de presión, motobombas, tanques de presión, tanques de enfriamiento de aceite.

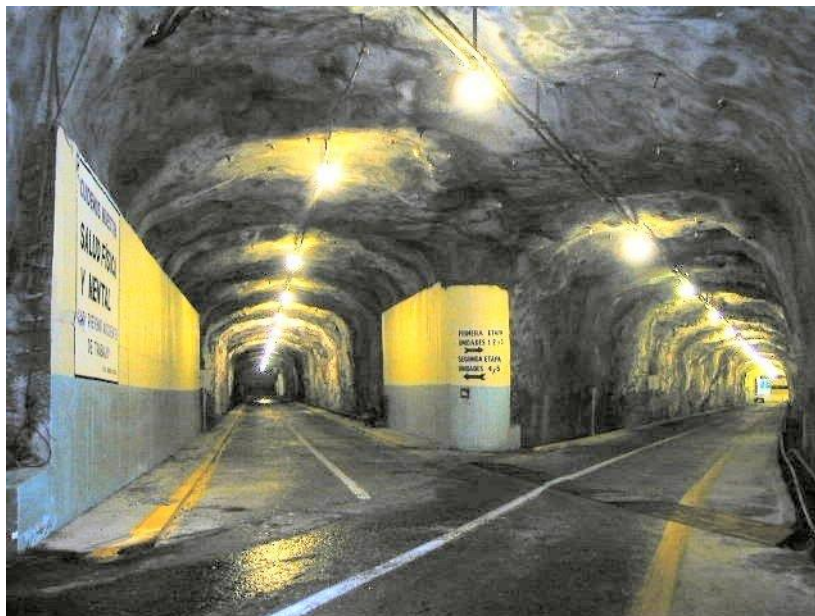
Las cinco turbinas De la central son del tipo Francis vertical y se encuentran alojadas en la caverna que forma la casa de máquinas, localizadas a la elevación de 420.30 m.

Otros

Piso auxiliar.

Galería de inspección.

2.1.3. – TÚNEL DE ACCESO



El acceso a la central desde el exterior se logra mediante un túnel excavado en la roca, de sección frontal, permaneciendo sus paredes en estado natural, es decir, sin muros de concreto.

En el interior de la montaña, el túnel se bifurca para dar acceso a casa de máquinas 1ra Etapa (unidades 1, 2 y 3) y casa de máquinas 2da Etapa (unidades 4 y 5).

Las dimensiones del túnel son:

Longitud (desde el exterior a 1ra Etapa)	640.00 m.
Longitud (bifurcación a 2da Etapa)	200.00 m.
Ancho	7.80 m.
Altura	6.40 m.

2.2.- PROTECCIONES.

2.2.1.- CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES.

Como se ha mencionado la estabilidad del sistema depende en gran medida de la rapidez con que operen los esquemas de protección conjuntamente con los interruptores de potencia, para eliminar la falla; pero también son necesarias otras características para que realmente ayuden a la conservación y buen funcionamiento del sistema de potencia.

A continuación se presentan las características fundamentales que deben cumplir los relevadores de protección.

- Rapidez
- Sensibilidad
- Selectividad

- Confiabilidad
- Simplicidad
- Economía

Rapidez.- los relevadores deben ser rápidos en su operación para:

- ❖ Reducir daño, evitar riesgo en personal y equipo.
- ❖ Reducir esfuerzo y fatiga en equipo.
- ❖ Reducir ionización del ambiente.
- ❖ Evitar pérdida de estabilidad del sistema.

Aspectos que perjudican a la rapidez.

- ❖ Transitorios de alta frecuencia.
- ❖ Saturación de transformadores de corriente por las componentes C.D.
- ❖ Transitorio de dispositivos de potencial.

Sensibilidad.- Deben de ser capaces de detectar fallas de baja aportación de corriente.

Aspectos que afectan la sensibilidad.

- ❖ Carga.
- ❖ Transitorios de alta frecuencia.
- ❖ Errores de estado estable.
- ❖ Corrientes de magnetización.
- ❖ Fallas de alta resistencia.
- ❖ Fuentes de alimentación débil.

Selectividad.- Deben de ser capaces de detectar y desconectar solo la parte fallada del sistema.

La selectividad se logra mediante las siguientes características para establecer las zonas de operación.

Diferencial.- Su zona de operación esta definida por la ubicación de los Transformadores de corriente y debe de ser inmune a grandes magnitudes de corriente.

Se ve afectada por:

- ❖ Corrientes armónicas.
- ❖ Corrientes de magnetización (inrush current).
- ❖ Saturaciones de los transformadores de corriente (TC's)

Dirección.- Discrimina la dirección de la falla y se completa con elementos de medición de magnitud corriente y tiempo para determinar se zona de operación.

Los principales factores que afectan son:

- ❖ Cierre bajo falla.
- ❖ Polarización con elementos de secuencia cero.
- ❖ Corrientes reversibles.

Alcance o distancia.- Determina la ubicación de la falla mediante la medición de la impedancia al punto de falla para discriminar la zona de operación.

Loa factores que lo afectan son:

- ❖ Transitorios de dispositivos de potencial.
- ❖ Saturación de TC's.
- ❖ Componentes de CD.
- ❖ Líneas de muy corta longitud.
- ❖ Flujo de líneas paralelas.
- ❖ Aportación de fuentes adyacentes (infeed).
- ❖ Baja aportación de fuentes.

- ❖ Alta carga.
- ❖ Oscilaciones de potencia.

Fase.- Determina la fase fallada.

Algunos factores que le afectan son:

- ❖ Carga.
- ❖ Corrientes asimétricas,
- ❖ Fallas muy cercanas.

Confiabilidad.- Este término implica dos aspectos

- ❖ Dependabilidad.
- ❖ Seguridad.

Dependabilidad.- Es el grado de certeza de que un relé, o sistema de relés operen correctamente cuando se requiere.

Seguridad.- Se refiere al grado de certeza de que un relé, o sistema de relés no opere incorrectamente, o sea la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o por fallas fuera de su zona de operación asignada.

Los principales factores que afectan a esta característica son:

- ❖ Tipo de sistema de protección.
- ❖ Principio de medición.
- ❖ Calidad del relevador.
- ❖ Calidad y frecuencia del mantenimiento.
- ❖ Actualización por modificación.
- ❖ Pruebas correctas y completas de puesta en servicio.
- ❖ Aplicación correcta.
- ❖ Cambios en la configuración del sistema de potencia.

Simplicidad.- Un relé debe ser tan simple y sencillo como sea posible para cumplir con su cometido.

El relé, no debe contener elementos innecesarios ya que cada elemento adicional representa una fuente potencial de problemas además de incrementarse el tiempo por mantenimiento.

Los problemas en el esquema de protección, más que en cualquier otro elemento, puedan traer graves consecuencias para el sistema de potencia.

Economía.- Es muy deseable que el costo de los equipos de protección sea bajo, para obtener protección con mínimo costo. Sin embargo un bajo costo inicial puede representar un mayor costo a largo plazo.

Los costos por equipos de protección pueden parecer altos si se consideran aislados, pero si se comparan con los costos de los equipos primarios protegidos se pueden ver la justificación de esta inversión, ya que un ahorro inicial en el equipo de protección puede representar altos costos posteriores por reparaciones del equipo primario no protegido adecuadamente.

2.2.2.- EVALUACIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES.

El principal objetivo de los relevadores de protección es librar adecuadamente las fallas en el sistema de potencia con las características adecuadas mencionadas permitiendo máxima transferencia de potencia.

La evaluación del comportamiento de los relevadores de protección no se puede realizar en forma directa, ya que están conectados permanentemente al sistema en espera de que ocurra alguna falla, pero existe la esperanza de que no ocurran fallas en el sistema. Sin embargo por métodos estadísticos se han logrado algunos resultados, aunque los criterios de evaluación no siempre han sido los mismos en los diferentes países y con el transcurso del tiempo.

Es importante mencionar que los resultados pueden variar dependiendo del nivel de voltaje de operación del sistema o de los elementos protegidos

En general podemos clasificar la operación de los relevadores de protección en las siguientes categorías.

1. **CORRECTO.**
2. **RESPALDO CORRECTO.**
3. **FALLA DE OPERACIÓN.**
4. **MAL AJUSTE.**
5. **AJENA AL RELEVADOR.**

2.2.3.- FACTORES QUE AFECTAN A LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Teóricamente un relevador está diseñado para detectar los diferentes problemas y fallas en el sistema de potencia, sin embargo en la práctica existen algunos factores que pueden influir sobre la aplicación y respuesta de los relevadores de protección.

Factor económico.- Un sistema de protección no produce nada, no se requiere en condiciones normales de operación, menos se requiere si en el sistema no hay fallas. Por otro lado es deseable que nunca se requiera la acción de los relevadores; pero cuando ocurre una falla es vital la acción del relevador para salvar la integridad de los equipos que forman el sistema de potencia y también del personal.

Calidad del personal de protecciones.- El trabajo del personal de protecciones está considerado como “Arte y Ciencia” para cual en sus acciones debe conjugar las cualidades del artista y del científico.

Es muy difícil predecir fallas, ya que existen infinidad de posibilidades; pero el ingeniero que diseña o modela los esquemas de protecciones debe considerar todas las posibilidades, previendo y anticipándose a los problemas. Un sistema de potencia operando correctamente es reflejo de la calidad de su personal de protecciones.

Características del sistema de potencia.- La correcta operación de los esquemas de protección dependen también de la configuración del sistema de potencia, de la capacidad de respuesta para corregir las variaciones que se presentan.

Localización de transformadores de instrumentos e interruptores. Los relevadores sólo se pueden aplicar a donde existan TC’s y TP’s; pero además existan interruptores de potencia que permita interrumpir las corrientes de falla, aunque en algunos casos se puede prescindir del interruptor local; pero deberá contarse con canal de comunicación para un disparo transferido.

Comportamiento de los parámetros del sistema.- Para determinados tipos de fallas o condiciones anormales no existe variación suficiente de los parámetros para que el relevador pueda discriminar entre una condición normal de una anormal, lo cual puede provocar una no operación.

2.2.4.- ZONAS DE PROTECCIÓN.

La filosofía general de la aplicación de protecciones establece que:

- Las fallas deben eliminarse en el menor tiempo posible.
- La parte del sistema afectada por la falla debe ser mínima.

Con lo anterior se establecen:

- La división de los sistemas de potencia en zonas de protección.
- La clasificación de los esquemas de protección en primarios y de respaldo.

La división del sistema de potencia en zonas se hace básicamente a partir de áreas específicas que pueden ser cubiertas por una protección primaria, cuyos límites estarán marcados por la ubicación de los TC's, de esta manera se establecen las zonas de protección para:

- 1. Generadores.**
- 2. Transformadores.**
- 3. Barras.**
- 4. Líneas de transmisión.**
- 5. Circuitos de distribución.**
- 6. Motores.**
- 7. Reactores y capacitores.**

Para cada zona de protecciones siempre habrá un esquema de protección que actuará como la primera línea de defensa contra falla, que es definida como “Protección Primaria”, pero también se prevee una segunda o tercera línea de defensa definidos como protecciones de “Respaldo”.

La protección de respaldo también se puede clasificar como respaldo “local” cuando se proporciona en la propia instalación, o respaldo “remoto”, cuando se proporciona desde otra instalación adyacente.

Dentro de las zonas de operación pueden existir zonas de traslape o compartidas; pero no deben existir zonas desprotegidas o terreno de nadie.

La protección de respaldo únicamente actuará cuando por alguna circunstancia no actuara la protección primaria y su actuación debe ser retardada intencionalmente, para esto interviene el concepto de coordinación de protecciones.

2.2.5.- LABOR DEL DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN.

- Realizar las actividades de mantenimiento mayor, menor y preventivo a las unidades generadoras y equipo auxiliar de la central.
- Tramitar vales de salida de material de almacén para el mantenimiento de equipos de protección y medición.
- Tramitar las licencias que se requieran para la ejecución de los trabajos del Departamento.
- Realizar y supervisar actividades concernientes al mantenimiento de los equipos de protección y medición que le corresponde.
- Promover la seguridad en las maniobras y procesos.
- Asesorar al departamento de operación en la rama de protección y medición.
- Promover la capacitación al personal, cuando haya deficiencias en los conocimientos y cuando se trate de nuevos procesos de trabajos.
- Formular y ejercer los presupuestos anuales tanto de inversiones como de gastos de explotación.
- Realizar informes de actividades relacionados con el área de protección y medición.
- Tramitar las requisiciones y pedidos en coordinación con la administración y auxiliar de compras.
- Efectuar análisis técnicos de fallas y comportamientos del equipo, proponiendo mejoras o modificaciones.
- Formular los programas de mantenimiento anual rutinario y mayor.

- Formular e intervenir en la gestión para la autorización necesaria de personal adicional por trabajos fuera de programa.
- Llevar el historial para cada unidad y equipo auxiliar relacionado con el Departamento de protección y Medición.
- Planear y ejecutar las actividades de mantenimiento y reparaciones a los equipos de protección y medición de la central.
- Formular la documentación oficial relacionada con la ejecución de trabajos por contratos.
- Tramitar solicitudes de servicio asignados al departamento de Protección y Medición.

3.- CONOCIMIENTO DEL EQUIPO PRIMARIO EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BELISARIO DOMÍNGUEZ.

3.1.- Generador.

El generador que es utilizado en la central es de la marca ASEA y éste tiene la capacidad de generar 180 MW.

Solidario al eje, y para que pueda girar con él, el grupo turbina-alternador dispone de un generador de corriente continua, que tiene por fin producir una corriente eléctrica continua suficiente como para excitar a los electroimanes del rotor del alternador, quienes, a su vez, inducen en su giro una corriente eléctrica al estator. En los terminales de éste aparecerá entonces una corriente alterna de media tensión y alta intensidad. Mediante transformadores, la corriente pasa a ser de baja intensidad y alta tensión, de forma que puede ser transformada, con pocas pérdidas, a los centros de distribución y consumo.

3.2.- Transformador de excitación.

Dentro de los principales equipos primarios de la central hidroeléctrica Belisario Domínguez podemos encontrar a 3 de los principales transformadores.

Transformador de Excitación.- Este transformador tiene la responsabilidad de producir la excitación del generador, inserta voltaje a las bobinas del estator para que funcionen como un electroimán y generar el campo magnético para que el generador pueda funcionar de manera correcta. El voltaje de entrada de este transformador es de 13.8 KV y en su salida se obtiene un voltaje de 0.73 KV.

3.3.- Transformador de servicios propios.

Transformador de Servicios Propios.- Este transformador funciona cuando la máquina está rodada y excitada o sincronizada y pueden suministrar voltaje alimentador a los servicios auxiliares, servicios generales, ventilación y aire acondicionado, así como también del alumbrado y servicios generales 220/127 Vca. El voltaje de entrada a este transformador es de 13.8 KV y en su salida se obtiene un voltaje de 0.44KV.

3.4.- Transformadores de potencia.

Transformadores de potencia o Transformador Elevador.- Este transformador es el responsable de aumentar el voltaje obtenido por cada unidad, es por ello el nombre de transformador elevador. El voltaje de entrada este transformador es de 13.8 KV el cual es entregado por parte del generador y en la salida se obtiene un voltaje 400KV el cual se va al Bus de 400 y éste a subestación y entonces por las líneas de transmisión.

4.- CONOCER LOS DISTINTOS TIPOS DE PROTECCIONES DE LAS UNIDADES.

4.1.- Descripción de las protecciones de las unidades.

No ASA	Descripción	Función
50	Relevador de sobre-corriente de operación instantánea	Detecta un cambio de la magnitud de corriente y produce una salida instantánea
51	Relevador de sobre-corriente de tiempo inverso	Detecta cambio moderados en la magnitud de la corriente y de respuesta inversa al tiempo
21	Relevador de distancia	Mediante la supervisión de la impedancia de una parte del sistema detecta fallas en determinada zona.
32	Relevador direccional	Mediante la comparación de ángulos entre dos magnitudes diferentes
87	Relevador diferencial	Compara las magnitudes de corriente en dos puntos del sistema, detecta la falla en dos puntos.
24	Relevador de sobre-excitación	Este debe de proteger al generador contra presencia de voltaje a baja frecuencia.
40	Relevador de pérdida de campo	Supervisa y detecta la pérdida de campo de excitación en los generadores.

46	Relevador de secuencia negativa	La protección de corriente de secuencia negativa, protege a los generadores contra el sobrecalentamiento peligroso que puede producirse a causa de la corriente de secuencia negativa.
27	Relevador de bajo – voltaje	Supervisa y detecta cuando hay bajo voltaje del predeterminado.
59	Relevador de sobre – voltaje	Supervisa y detecta cuando hay sobre voltaje del predeterminado.
81	Relevador de baja frecuencia	Supervisa y detecta cuando la frecuencia del sistema ha bajado de un valor predeterminado.
25	Relevador de verificación de sincronismo	Supervisa y permite a sincronización de dos sistemas diferentes.
49	Relevador de temperatura	Supervisa la temperatura de determinados equipos de sistema.
63	Relevador detector de gases	Detecta la presencia de gases por descomposición del aceite en transformadores y reactores.
86	Relevador auxiliar de disparo	Auxiliar de mayor capacidad de contactos que al operar queda sostenido disparos y bloqueos.
79	Relevador de recierre	Se activa cuando una falla se ha recuperado y se puede seguir generando.

4.2.- Tipos de falla y protección que se activa.

Falla	Relé que se activa	Acciones correctivas
Corto circuito	50/51, 21, 32, 87, 63	Se requiere desenergizar la parte fallada del sistema para quitar la falla si es transitoria o reparar la arte fallada si es permanente.
Circuito o fase abierta	79, 51N	Se requiere cerrar el interruptor después de una falla, ya sea monopolar o tripolar, de ser así, operará el 61 o el 51N para disparar las otras fases y evitar así secuencia negativa del sistema.
Bajo voltaje	27	Aumentar corriente de excitación en generadores, Activar reguladores de voltaje en la red de distribución, Disparar carga para reducir caída de tensión por altas cargas en la línea de transmisión, Conexión de capacitores paralelos o desconexión de reactores paralelos.
Baja frecuencia	81	Disparo de cargas para recuperar la frecuencia normal del sistema, ya que ha habido pérdida de generación y las maquinas conectadas no pueden con la carga actual.
Sobre carga	51,49	Para prevenir una sobre-temperatura a causa de esto se debe.- Disparar algunas cargas, Abrir algunas líneas para que las cargas excedentes sean tomadas por otro equipo de la red. Utilizar transformadores defasadores para control de flujos en la red.- Accionar un sistema de enfriamiento intensivo para controlar la sobre-temperatura de los equipos.
Oscilación de potencia	68	Evitar que operen los relevadores de distancia en estos casos, para no perder la estabilidad del sistema, o detectar la velocidad de las oscilaciones para permitir un disparo programado en otro punto de la red.

5.- CONOCER LOS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN.

5.1 La sobre corriente.

La sobre-corriente tiene varios orígenes:

Puede ser que el motor le estén haciendo trabajar con una carga superior a la de diseño.

Puede ser que estén gastadas sus balineras y esté arrastrando lo cual produce artificialmente un exceso de trabajo.

Puede ser porque algo bloquea el motor como parte de su operación normal, por ejemplo al llegar a un tope y por alguna razón no se tiene aviso de que se llegó a ese tope.

La norma NC IEC 60364-4-43 exige que todo dispositivo de protección contra los cortocircuitos debe cumplir las siguientes dos condiciones:

1.- Poder de corte como mínimo igual a la corriente de cortocircuito supuesta en el punto donde está instalado, salvo que tenga otro aparato protector instalado por delante con el poder de corte suficiente. En ese caso las características de ambos debe estar coordinada para que la energía que dejan pasar ambos no afecte al dispositivo situado por detrás y las canalizaciones que ambos protegen.

2.- El tiempo de corte de la corriente de corto circuito en cualquier punto del circuito no debe de exceder el tiempo en que tardan los conductores en alcanzar la temperatura máxima admisible.

5.2.- Relevadores de sobre-corriente.

Como es sabido, existen una gran cantidad de relevadores de protección, la mayoría de estos cumplen funciones de protección primaria; pero para protección de respaldo la utilización de relevadores de sobre-corriente direccionales y no direccionales es generalizado en los sistemas de potencia, tanto para alimentadores de distribución en donde por lo general se utilizan como única protección, pero en las centrales generadoras.

Cualquiera que sea su principio de operación debe cumplir con las características necesarias para cierta flexibilidad en su operación, como las siguientes:

- Ajustar el nivel de arranque en forma discreta en cierto rango.
- Ajustar el tiempo de operación para determinado valor de corriente en cierto rango de tiempo.
- Poder seleccionar el tipo de curva que más se ajusta las necesidades de la coordinación.

Generalmente se manejan los diferentes tipos de curvas.

- a) Tiempo definido
- b) Moderadamente inverso
- c) Normalmente inverso
- d) Muy inverso
- e) Extremadamente inverso

a) TIEMPO INVERSO. Este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, además de que la corriente de falla no varía en coordinaciones para generación máxima y mínima, así como para bus local y remoto.

b) TIEMPO MODERADAMENTE INVERSO. Es muy semejante a la curva de tiempo definido, su aplicación no es muy recomendable en alimentadores; pero sí en cargas específicas o motores.

- c) TIEMPO NORMALMENTE INVERSO.- Donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios de generación o switcheos de línea, generalmente permite una adecuada coordinación en sistemas muy grandes.
- d) TIEMPO INVERSO.- Puede utilizarse para coordinar con fusibles aún cuando es menos deseable que el extremadamente inverso. Su utilización es muy adecuada donde existen pequeñas variaciones de corriente de falla entre el bus local y el bus remoto y donde el tiempo de libramiento de falla cercana es más importante.
- e) TIEPO EXTREMADAMENTE INVERSO.- Es el que mejor coordina con fusibles y restauradores sobre el mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

5.3 Relevador de sobre-corriente de acción instantánea (50)

Es la forma más simple de relevador de sobre-corriente, opera instantáneamente al sobrepasar la corriente un límite preestablecido mediante ajuste.

Los más antiguos son del tipo de atracción magnética, ya sea de émbolo o de armadura móvil, opera por la atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina cortocircuitada abarcando parte del núcleo magnético, cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la senoide de corriente.

Los electrónicos analógicos funcionan en base de comparadores (amplificadores operacionales), requieren en su entrada de un transductor de corriente/voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona con corriente directa, aunque algunos son auto-alimentados a través de la misma señal del TC.

Para este caso de los 50 a base de microprocesador el proceso es muy diferente, pues el valor de la corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

5.4.- Relevador de sobre-corriente de tiempo inverso (51).

Es un relevador que funciona con características de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo.

El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir a mayor corriente menor tiempo de operación, de aquí su nombre de tiempo inverso.

Esta característica es muy deseable para protección de los sistemas de potencia, ya que las corrientes de mayor magnitud son las que mayores daños pueden ocasionar a los equipos por que se adquiere mayor relevancia el eliminarlos más rápidamente.

Lo relevadores electromecánicos magnéticos, de este tipo operan bajo principios de inducción electromagnética. Su aplicación es aceptada por su operación independiente de una alimentación de CD.

Su principio de operación es el mismo que para la de un motor de inducción monofásico, para producir el cambio de operación se requiere de interacción de dos flujos magnéticos separados espacialmente y desfasados en tiempo sobre un elemento móvil de material no ferromagnético; pero conector de la corriente, en forma de disco o de un cilindro.

Para la mayoría de los relevadores de sobre-corriente de inducción el principio se aplica a una estructura con un elemento móvil en forma de disco, los dos flujos desfasados en tiempo y separados en espacio se obtiene a partir de la corriente que circula por la bobina del relevador, la separación en el espacio se obtiene por el diseño del núcleo magnético y el desfasamiento se obtiene por una bobina cortocircuitada o por un anillo. Colocado en una de las ramas del disco.

Para producir el par de rotación los flujos atraviesan el disco, que se desliza en el entre hierro.

Para completar las características del relevador, éste cuenta con un imán permanente que frena el desplazamiento del disco para aumentar el tiempo de operación, además consta de un muelle en forma de espiral que desempeña las funciones siguientes:

- Asegura la posición original del relevador cuando no hay corriente.
- Proporciona el par para igualarse para el arranque del disco.
- Regresa el disco a su posición original después de una operación.
- Sirve de conductor para la conexión del contacto fijo.

La fórmula derivada del principio de funcionamiento es:

$$F = K_c I^2 - K_r$$

F = Fuerza de atracción neta que hará girar el disco

I = Corriente que circula por el relevador

K_c = Constante de conversión

K_r = Fuerza de restricción (resorte, freno magnético, fricción)

La característica inversa tiempo-corriente se obtiene principalmente por la restricción a través del resorte helicoidal y al diseño del disco cuyo perímetro puede ser circular o en forma de espiral, de modo que al desplazarse el disco varíe el área del disco expuesta a la acción de los flujos magnéticos.

Lo anterior permite el diseño de relevadores con diferentes tipos de curvas características de operación; pero solo un tipo de curva por cada relevador, por otro lado estos relevadores son monofásicos.

El ajuste de arranque (pick up) se obtiene mediante derivaciones (taps) de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de Amper-Vuelta necesarias para mover el disco.

Mientras que el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través de la palanca de tiempo.

Los relevadores electrónicos analógicos de tiempo inverso funcionan a base de generadores de funciones integradores y detectores de nivel, desarrollándose a base de electrónica de diferentes niveles de integración.

El integrador es el elemento que introduce la variable tiempo en el proceso y tienen una gran importancia en la operación del relevador.

Al realizar el proceso de carga del capacitor del integrador se obtiene un voltaje de salida que varía literalmente en función del tiempo. Un proceso de carga prácticamente lineal se logra un amplificador operacional como el integrador tipo Millar. El elemento decisivo en la confirmación de la característica tiempo-corriente del relevador es el generador de funciones, consistente en una red de diodos que obtienen por aproximación por segmentos lineales la ley de variación necesaria.

Los relevadores de este tipo a base de microprocesador se simplifican en cuanto a componentes físicos, ya que los elementos necesarios para obtener las diferentes características se obtienen aplicando la ecuación del programa que simula estas características.

5.5.- Relevador de sobre-corriente en el transformador de excitación.

El relevador del transformador de excitación que actualmente poseía es de un relevador ASEA del modelo RACID.

El relé de sobre-corriente de fase universal y neutro, en el que cada fase esta conectado a los transformadores de corriente del transformador de excitación que se protege.

Cuando la corriente de fase excede el valor de arranque de la unidad de sobre corriente de ajuste inferior, la unidad arranca y simultáneamente el circuito de tiempo. Cuando el tiempo de operación ajustado ha transcurrido se produce la orden de disparo del interruptor. De la misma manera la unidad de sobre-corriente de ajuste superior arranca cuando excede el valor de arranque, arrancando el circuito de tiempo y realizando un disparo cuando el tiempo de ajuste ha transcurrido.

El escalón de ajuste inferior de la unidad de sobre-corriente puede tener una característica de tiempo definido o tiempo inverso definido. Cuando se elige el tiempo inverso definido se dispone de curvas en el relé. Son llamados normalmente inversos, muy inversos y extremadamente inversos.

Este relé es el que actualmente está operando en la Unidades y ha estado instalado desde que se pusieron a funcionar los generadores de C.H. Belisario Domínguez.

6.- RECONOCIMIENTO DE LOS DIFERENTES ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE REGULADOR DE TENSIÓN.

6.1.- Funciones del AVR.

Para un funcionamiento adecuado del sistema es necesario el control de la tensión de salida que se logra manteniendo la regulación de tensión en valores estrechos. Hay que recordar que la reacción de la armadura producida por el paso de corriente de carga y su factor de potencia causa un efecto desmagnetizante que hace caer el valor de la tensión generada.

La regulación de tensión es la relación porcentual de la diferencia entre la tensión vacío (sin carga) V_0 menos la tensión con carga V referida a la tensión de vacío.

Este elemento es diseñado para controlar en forma automática el voltaje en los terminales del generador ante diversas condiciones de operación como son variaciones de carga, operación con carga aislada o en paralelo. El AVR (Automatic voltage regulador) funciona de la misma forma que un regulador de voltaje convencional sólo que en este caso la regulación se hace de forma automática y no manual.

6.2.- Partes del AVR.

Circuito sensor y comparador: Toma señal, compara con una referencia precalibrada y detecta el error.

Circuito amplificador del error y de control de disparo: Detecta el error, es traducido y retenido por un tiempo, luego del cual se emite la señal que dispara el tiristor.

Circuito de control de potencia: Formado por dos diodos de silicio y tiristores. Toma la potencia del mismo generador; según el error y la señal de disparo rectifica la corriente que se aplica al campo de excitatriz para corregir las variaciones de tensión.

Circuito de estabilidad: Es un circuito de realimentación de señal para detectar si la corrección de excitación es la apropiada. Es calibrable y depende de las características del conjunto AVR y generador. De este circuito depende la velocidad de respuesta del equipo ante cambios bruscos de carga.

Circuito de protección por baja velocidad motriz: El AVR básico sólo sensa tensión.

Consecuentemente para evitar sobreexcitación por caída en la velocidad de giro de estos dispositivos incluyen un circuito que sensa la frecuencia y ante una disminución de la misma por debajo de un valor calibrado dejan pasar menos corriente de excitación de manera que la tensión de salida disminuye proporcionalmente a la caída de velocidad.

6.3.- Protección AVR 86E.

LA PROTECCIÓN 86E.- Es un relevador de disparo sostenido.

La protección del AVR se acciona con la presencia de cualquiera de los siguientes eventos:

- Disparo sobre-voltaje de excitación.
- Disparo conmutador en posición de prueba.
- Disparo alta temperatura transformado de excitación.
- Disparo tiempo largo de excitación
- Disparo sobre-voltaje de excitación.
- Disparo falla transformador de excitación.
- Disparo falla interruptor de corriente alterna.
- Disparo falla desbalance de voltaje.
- Disparo falla puente rectificador segunda etapa.
- Disparo falla de dos ventiladores.

- Disparo fusible fundido en transformador de excitación.

6.4.- Descripción de fallas por el disparo del 86 E.

A continuación se describen algunas de ellas.

6.4.1.- Protección por tiempo largo de excitación forzada.

La finalidad de esta protección es mantener la integridad del sistema de excitación y debe operar cuando el tiempo de excitación inicial es muy largo, este tiempo debe ser definido durante la puesta de servicio. El cual podrá ser modificado de acuerdo a las características particulares de cada unidad.

6.4.2.- Protección por desbalance en el puente rectificador.

Esta protección opera cuando existe un desbalance en la corriente entre los puentes rectificadores que estén en operación, de acuerdo al diseño del fabricante esta detección será realizada mediante corriente diferencial de cada puente, entre sus fases correspondientes, por transformadores de corriente.

6.4.3.- Protección por falla del sistema de enfriamiento.

La operación de esta protección debe mandar bloqueo al puente o los puentes que quedan sin enfriamiento. Se debe considerar alarma para falla de un extractor y disparo para falla de dos extractores, una vez transcurrido el tiempo que se defina durante la puesta de servicio.

6.4.4.- Protección de falla a tierra del campo del generador 64F.

El dispositivo de detección de falla a tierra en el devanado de campo debe medir la capacitancia del devanado de campo a tierra, el cual debe funcionar con base a la respuesta de esta capacitancia ante la inyección de una señal generada en un oscilador de onda cuadrada y un detector de distorsión que detecte la variación de la capacitancia asociada con el aislamiento del devanado, producida por falla o deterioro en el aislamiento y/o deterioro de contacto de escobillas.

6.4.5.- Protección supresor de sobretensiones (crow bar).

Tiene como función proteger a los puentes rectificadores y al campo del generador de sobretensiones transitorias de picos elevados producidos por la conmutación de los tiristores, por la apertura del interruptor de campo o por transitorios producidos en el primario del transformador de excitación, operación asíncrona, maniobras de sincronización defectuosas entre otras.

7.- CONOCER LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO Y USO.

7.1.- Transformadores de instrumento.

Se denominan transformadores de instrumentos o de medición, a los que se emplean para alimentar circuitos que tienen instrumentos de medición y/o protección, el uso de estos transformadores se hace necesario en las redes de alta tensión en donde se requiere reducir los valores de voltaje y corriente a cantidades admisibles para los instrumentos, ya sea por razones de seguridad o por comodidad. Los propósitos específicos para los que sirven los transformadores de instrumento son, entre otros, los siguientes:

Aísla los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta tensión, permitiendo así medir altos voltajes y altas corrientes con instrumentos de bajo alcance.

Dar mayor seguridad al personal, al no tener contacto con partes en alta tensión.

Permite la normalización de las características de operación de los instrumentos.

Existen básicamente dos tipos de transformadores de instrumentos: los transformadores de potencial (TP) que reducen el voltaje y los transformadores de corrientes (TC) que reducen la corriente, conectados en paralelo y en serie, respectivamente.

7.2.- Transportadores de corriente.

Los transformadores de corriente se pueden dividir, de acuerdo a su uso, en dos grandes grupos:

- Transformadores de corriente para mediciones.
- Transformadores de corriente para protecciones.

Los transformadores de corriente para mediciones deben transformar con gran exactitud la corriente primaria de carga. Esta carga puede variar desde un pequeño porcentaje de la corriente nominal cuando la carga es baja, hasta un valor algo superior a la corriente nominal, cuando el circuito primario esta ligeramente sobrecargado. Cuando se presenta un cortocircuito no tiene ninguna importancia que un transformador de corriente para mediciones reproduzca con exactitud o con error la corriente, puesto que un cortocircuito es de muy corta duración y no va a afectar la lectura de los aparatos conectados al transformador. Por el contrario, un transformador de corriente para protecciones debe reproducir con exactitud no solo la corriente de carga sino también la corriente de cortocircuito, que normalmente tiene valores muy elevados, para que los relés de protección puedan operar correctamente.

Se puede ver entonces que existe una gran diferencia entre los dos grupos de transformadores y que cada grupo debe tener sus características propias.

7.2.1.- Transformador de corriente para protección.

Los transformadores de corriente para protecciones deben mantener una precisión razonable para corrientes de cortocircuito elevadas. Las normas IEC y las normas BS definen el factor límite de precisión como el valor máximo de la corriente primaria (en múltiplos de la corriente primaria nominal) para el cual el transformador no excede un error determinado. Los factores límites de precisión normalizados son 5, 10, 15, 20 y 30.

En general, un transformador de corriente para protección conserva su exactitud si no se satura. Cuando un transformador se satura su flujo se hace constante y su tensión inducida, se hace cero lo cual hace que la corriente secundaria, trate de hacerse cero. La corriente no se hace cero tan pronto el transformador se satura debido a la inductancia del secundario.

7.2.2.- Transformador de corriente para mediciones.

En la práctica al conocerse los errores máximos de los transformadores, se puede escoger para una aplicación un transformador cuyo error se pueda despreciar. Por ejemplo, si en una aplicación determinada el error máximo en corriente no debe exceder del 2% será necesario escoger un transformador con error menor del 2%. Existen varios métodos o normas para expresar el error de los transformadores de corrientes para mediciones. En general, estos métodos dependen del país donde haya sido construido el transformador.

La clase de un transformador es igual al error de corriente máximo permisible cuando la corriente es nominal.

7.3.- Transformador de potencial.

Los transformadores de voltaje se pueden clasificar en dos grupos principales:

Transformadores electromagnéticos, los cuales a su vez pueden subdividirse en transformadores convencionales, con un solo núcleo por fase, y transformadores en cascada, con varios núcleos por fase. Para simplificar, el transformador convencional se designa simplemente transformador de voltaje, sin agregarle más calificativos.

Divisores de tensión capacitivos, también llamados transformadores capacitivos.

7.3.1.- Transformadores de voltaje para protecciones.

La clase de estos transformadores se designa mediante un número seguido de la letra P. el número representa el error máximo en magnitud y la letra P indica que es un transformador para protecciones. Los errores máximos permitidos no deben ser excedidos para cualquier voltaje comprendido entre el 5% del voltaje y la tensión nominal multiplicada por el factor de sobretensión, y para cualquier carga secundaria comprendida entre el 25% y el 100% de la carga secundaria nominal, con un factor de potencia 0.8 en atraso. Los factores de sobretensión normalizados son 1.2, 1.5 y 1.9, para voltajes menores del 5% se debe llegar entre el fabricante y el usuario, en cuanto al error se refiere.

8.- MARCO TEORICO

El contador de frecuencia o frecuencímetro es un instrumento electrónico, utilizado para la medida de frecuencias. Dado que la frecuencia se define como el número de eventos de una clase particular ocurridos en un periodo de tiempo, es generalmente sencilla su medida.

La mayoría de los contadores de frecuencia funcionan simplemente mediante el uso de un contador que acumula el número de eventos. Después de un periodo predeterminado (por ejemplo, 1 segundo) el valor contado es transferido a un display numérico y el contador es puesto a cero, comenzando a acumular el siguiente periodo de muestra.

El periodo de muestreo se denomina base de tiempo y debe ser calibrado con mucha precisión. Si el elemento a contar está ya en forma electrónica, todo lo que se requiere es un simple interfaz con el instrumento. En el caso de señales más complejas se puede necesitar algún tipo de acondicionamiento para hacerlas apropiadas para la cuenta. La mayoría de los contadores de frecuencia incluyen en su entrada algún tipo de amplificador, filtro o circuito conformador de señal. Otros tipos de eventos periódicos que no son de naturaleza puramente electrónica, necesitarán de algún tipo de transductor.

Para muy altas frecuencias, muchos diseños suelen utilizar un dispositivo para bajar la frecuencia de la señal a un punto donde los circuitos digitales normales puedan operar. Los displays de estos instrumentos tienen esto en cuenta de tal forma que indican la lectura verdadera.

La precisión de un contador de frecuencia depende en gran medida de la estabilidad de su base de tiempo. Con fines de instrumentación se utilizan generalmente osciladores controlados por cristal de cuarzo, en los que el cristal está encerrado en una cámara de temperatura controlada, conocida como horno del cristal. Cuando no se necesita conocer la frecuencia con tan alto grado de precisión se pueden utilizar osciladores más simples.

También es posible la medida de frecuencia utilizando las mismas técnicas en software en un sistema embebido, un microcontrolador por ejemplo, puede ser dispuesto para medir frecuencia de operación siempre y cuando tenga alguna base de tiempo.

9.- PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO

Todo sistema de medición o instrumentación, se presenta en los estados en que el sistema a controlar, funciona o deja de hacerlo a la petición he aquí pues, que el proyecto que se presenta este al tanto de las condiciones y estados en que un frecuencímetro lleva a cabo sus tareas.

Como ya vimos en el marco teórico referente al frecuencímetro, existen suficientes variables para lograr los objetivos planeados, de diseño y control. Las variables controladas, por el sistema que se presenta, son los siguientes: Frecuencia, Temperatura

El sistema de control presentado mediante el bloque de adquisición de datos, se adquiere la información proveniente de los sensores, cuya finalidad es determinada en el diseño de cada uno de estos, y por el tipo de variable a sensar. Este bloque nos entrega datos analógicos, los cuales son procesados por el siguiente bloque, llevando los datos analógicos a datos lógicos, entendibles para sistemas de control digital. El sistema de procesamiento de datos y control digital, como su nombre lo indica se encarga de procesar la información y generar respuestas digitales con el fin de lograr la visualización de las variables. Con la interfase de salida, los datos digitales se envían a los displays con los que los cuales desempeñan sus tareas, según sea la variable a visualizar.

El sistema de control presentado contiene las partes generales de todo sistema de control debe contener (claro si se trata de un sistema de control digital electrónico).

El bloque de adquisición de datos estará formado por los sensores y sus circuitos analógicos inherentes.

El sistema de procesamiento de datos, se conformará con su sistema mínimo basado con un microcontrolador

La interfase analógico – digital constará de sistemas lineales de comparadores y de convertidores en el microcontrolador PIC16f877, cuya salida entrega niveles lógicos (0 y 1, 0 y 5V respectivamente).

En la salida del sistema, contara de registros y transistores en configuración Darlington incluidos en el ULN2803A.

El sensor se presenta en diferentes encapsulados pero el más común es el TO-92 de igual forma que un típico transistor con 3 patas, dos de ellas para alimentarlo y la tercera nos entrega un valor de tensión proporcional a la temperatura medida por el dispositivo. Con el LM35 sobre la mesa las patillas hacia nosotros y las letras del encapsulado hacia arriba tenemos que de izquierda a derecha los pines son: VCC - Vout - GND.

La salida es lineal y equivale a $10\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por lo tanto:

$$+1500\text{mV} = 150^{\circ}\text{C}$$

$$+250\text{mV} = 25^{\circ}\text{C}$$

$$-550\text{mV} = -55^{\circ}\text{C}$$

Funcionamiento: Para hacer un sensor de temperatura o termómetro lo único que necesitamos es un voltímetro bien calibrado y en la escala correcta para que nos muestre el voltaje equivalente a temperatura. El LM35 funciona en el rango de alimentación comprendido entre 4 y 30 voltios.

Podemos conectarlo a un conversor Analógico/Digital y tratar la medida digitalmente, almacenarla o procesarla con un μ Controlador o similar.

Uso: El sensor de temperatura puede usarse para compensar un dispositivo de medida sensible a la temperatura ambiente, refrigerar partes delicadas del robot o bien para loggear temperaturas en el transcurso de un trayecto de exploración.

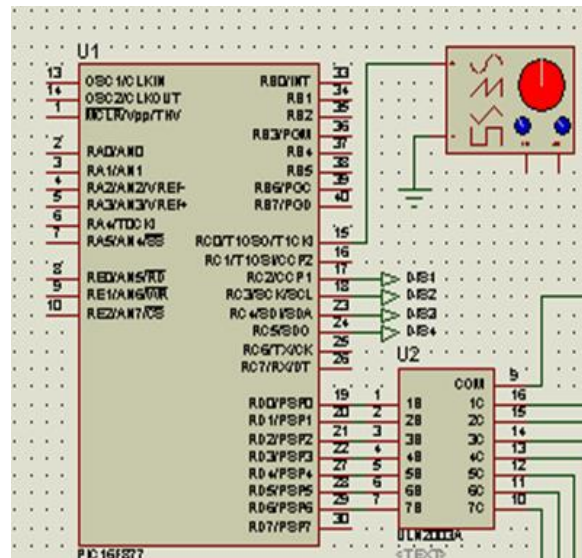
Circuito de prueba: El siguiente montaje es un medidor de temperatura de usando un PIC16F877A, 3 Display de 7 segmentos con para mostrar los datos, un ULN2803 y un 74LS373 para retener el dato, aunque se puede modificar fácilmente el programa para obtener los datos de temperatura y calcular con ellos lo que fuese necesario.

El rango de medidas que soporta este montaje es solo de temperaturas positivas y abarca desde 0° a $+150^{\circ}\text{C}$.

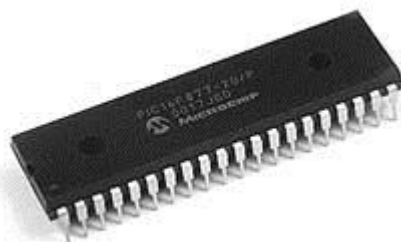
En el circuito se muestran 3 dígitos.

Nota: Como puede verse en el esquema no está puesto el circuito oscilador de 4 MHz necesario para que funcione el montaje. (cristal de 4MHz y condensadores de 27pF). También se Pusieron condensadores de desacoplo de 100nF entre las patillas de alimentación de cada integrado lo más cerca posible de éstas para evitar interferencias por la línea de alimentación que son muy críticas al usar el conversor A/D del pic.

En el caso del frecuencímetro no se menciona otro sensor por motivos que la frecuencia será toma de la red eléctrica, pero en caso de simulación se utilizo un generador de señales.



9.2.- EL MICROCONTROLADOR (PIC16F877A)

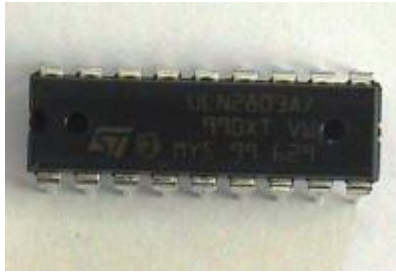


Uso: El Microcontrolador fue utilizado para la Etapa De Procesamiento De Datos, los cuales se obtuvieron por medio de la etapa de sensado y posteriormente visualizado en los displays.

Estos son sus datos más relevantes:

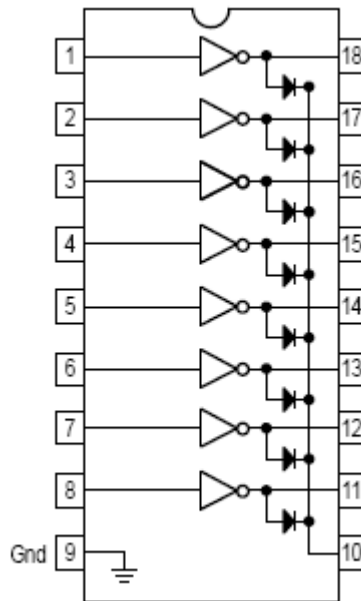
Ítem	Valor
Memoria de programa	14.3 KBytes (8192 instrucciones)
Memoria SRAM	368 KBytes
Memoria EEPROM	256 KBytes
Número de E/S	33
Número de ADC	8 (10 Bits)
Número de PWM	2
SPI	Si
I2C	Si (Master)
USART	Si
Timers 8 Bits	2
Timers 16 Bits	1
Comparadores	2
Clock	0-20 MHz
Número de pines	40/44
Cápsula	PDIP, PLCC, TQFP, QFN

9.3.- ULN2803



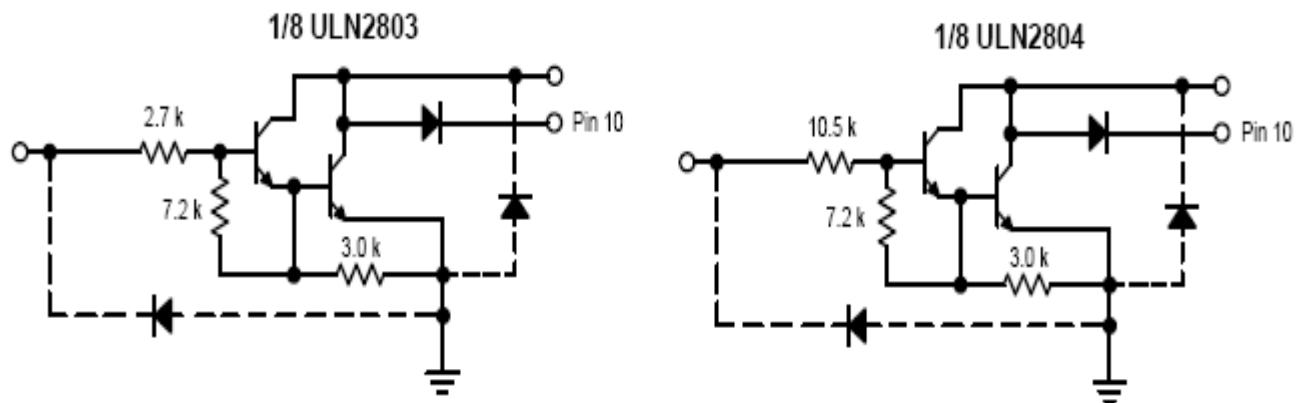
Dentro del ULN2803 se encuentran 8 transistores NPN Darlington. Es un circuito integrado ideal para ser empleado como interfaz entre las salidas de un PIC o cualquier integrante de las familias TTL o CMOS y dispositivos que necesiten una corriente más elevada para funcionar, como por ejemplo, los displays que se utilizaron de 2.5”.

Todas sus salidas son a colector abierto y se dispone de un diodo para evitar las corrientes inversas. El modelo ULN2803 está especialmente diseñado para ser compatible con entradas TTL, mientras que el modelo ULN2804 está optimizado para voltajes entre 6 y 15 volt, típicos de la familia CMOS.



Pinout del integrado ULN2803.

Cada una de las 8 secciones que componen al **ULN2803** o **ULN2804** pueden verse en el diagrama siguiente:



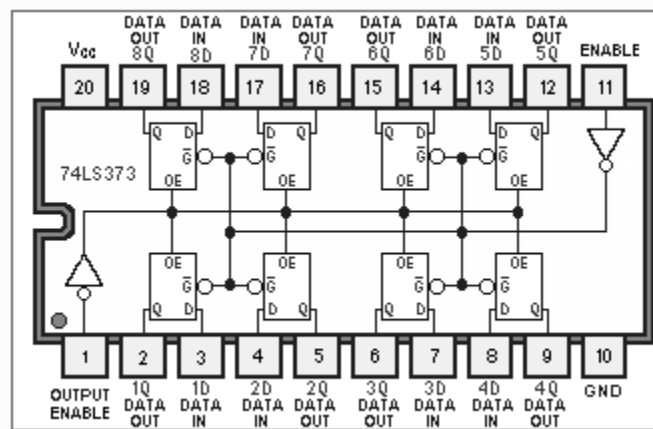
Interior del integrado.

Uso: Esa característica de la configuración Darlington fue utilizada para enviar los datos obtenidos de los sensores y después procesados por el Microcontrolador. Debido al tipo de visualización que se necesitaba.

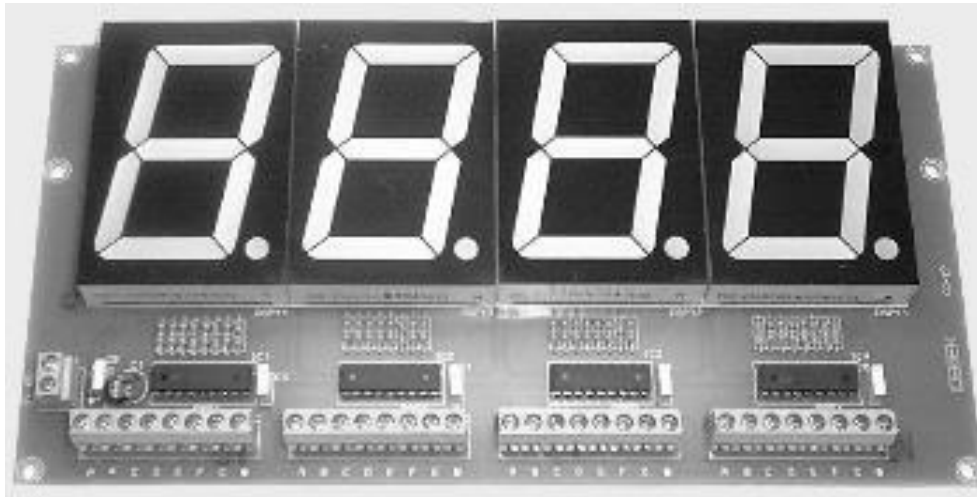
9.4.- 74LS373

El 74LS373. Este es un registro de 8 bits, que contiene 8 registros básicos tipo D con salidas de 3 estados. Una salida de 3 estados es un tipo especial de circuito lógico que permite la conexión segura de las salidas de un dispositivo sin afectar, las impedancias de entrada del otro circuito.

USO: Este circuito fue utilizado a la salida del microcontrolador para retener y entregar el dato de una manera segura sin tener problemas a la etapa de visualización.



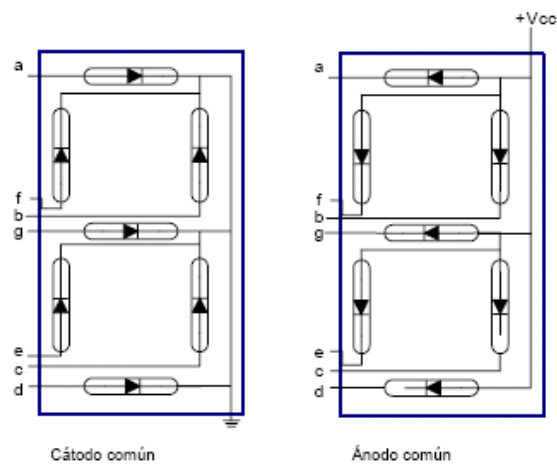
9.5.- ETAPA DE VISUALIZACIÓN



Este tipo de visualizador, que normalmente utiliza diodos emisores de luz (LED) o elementos de cristal líquido (LCD), se usa en una amplia variedad de ámbitos, desde relojes, calculadoras hasta instrumentación de automóviles, voltímetros, ...

Un dígito se muestra al iluminar un subconjunto de los siete segmentos, Un tipo muy común de display es el de diodos emisores de luz (LED) colocados como se muestra en la figura anterior; se trata de siete diodos independientes agrupados en un mismo encapsulado.

Este display puede adoptar la configuración en ánodo común o la de cátodo común, tal y como se muestra en la siguiente figura.



10.- DISEÑO DEL SISTEMA

Para el sensado de red de CA se utilizara el circuito mostrado.

Calculo de C1:

Si r factor de rizo, es igual 10%

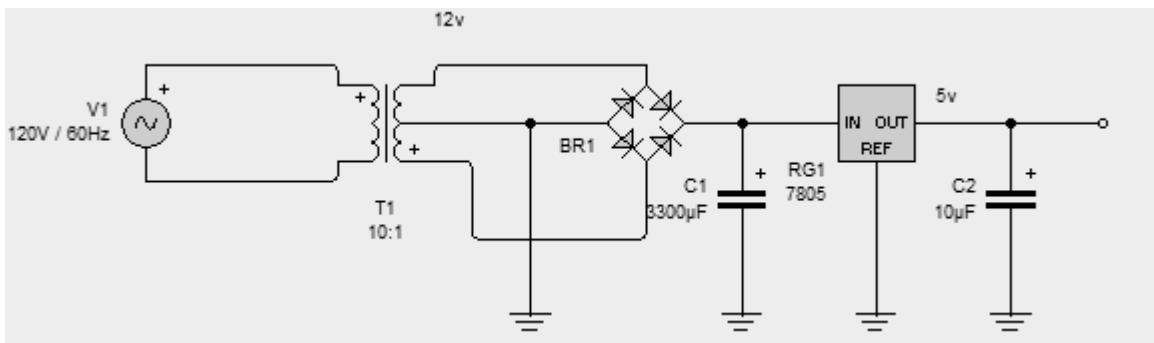
$$r = \frac{Vr(rms)}{Vcd}$$

Y $Vcd = 7$ para que el 7805 pueda regularlo a 5V, pues V_i debe ser 2 Volts mayor que el V_o a obtener.

Y el deseado es 5V , $V_i = 7V$

$$r = \frac{Vr(rms)}{7V} = 0.1 \Rightarrow Vr(rms) = 0.7 \text{ Volts}$$

Si sabemos que $Vr(rms) = 2.4 Icd$



11.- CONCLUSIONES

Todo sistema consta de errores debido a los retardos de respuesta, pero en los casos de monitoreo y actuación iterativos, con uso de retardos permite manejar de una forma más adecuada al sistema.

Como se presentas en los objetivos, la presentación de este proyecto, muestra que un sistema no requiere de gran tamaño y complejidad para contener varias variables.

El procesamiento de señales a lógicas crea errores de manejo, para las digitales lo generan en su cuantificación, he aquí pues la forma más eficiente de manejar un sistema analógico por procesamiento digital es basándose en el monitoreo iterativo que obtiene muestra y de las señales analógicas de 2 a n veces por segundo. Lo cual determina la exactitud y seguridad del manejo de las variables.

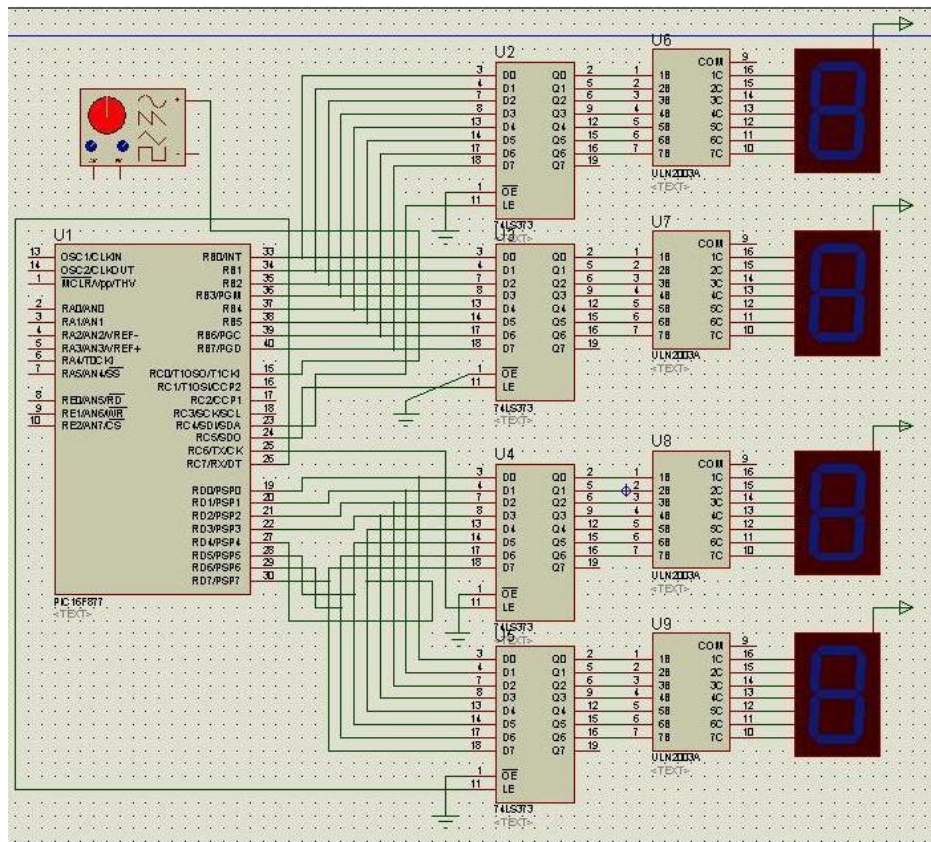
Aspecto importante del instrumento diseñado es el grado de integración, dado que se logro diseñar e implementar un frecuencímetro que es capaz de medir en el intervalo 1 Hz a 100 Hz.

Por otra parte el instrumento diseñado tiene precisión y exactitud dado que tiene un error Proporcional de 0.001 con respecto a la frecuencia real.

Frecuencímetro de muy buena calidad y muy bajo costo. Se ha demostrado la utilidad de la lógica programable para el diseño digital dado que la mayor parte del trabajo es frente a la computadora utilizando el software de captura y simulación de forma tal que aceleramos los diseños al no invertir tiempo en el proceso de prueba y error usando prototipos físicos complejos.

ANEXOS

Simulación en Proteus del frecuencímetro



Programa De Frecuencímetro Digital

float temporizador, frecuencia;

short const numero[10] = {63, 6, 91, 79, 102, 109, 125, 7, 127, 111};

unsigned int x, residuo, dec = 0, uni = 0, decima = 0, centecima = 0, microsegundos = 0;

void mostrar_lec()

{

 x = frecuencia * 100;

 dec = x / 1000;

 residuo = x % 1000;

 uni = residuo / 100;

```
    residuo = x % 100;
    decima = residuo / 10;
    centecima = x % 10;
    TMR1L = 0, TMR1H = 0;
}

void retardo()
{
    Delay_us(1);
}

void interrupt()
{
    asm nop nop //no hace nada en un ciclo maquina
    TMR0 = 8; //ACA CARGAMOS EL TIMER

    if(TMR1L == 10)
    {
        temporizador = 1.0 / microsegundos;
        frecuencia = temporizador * 20000.0;
        mostrar_lec();
        microsegundos = 0;
    }

    microsegundos ++;
    INTCON.T0IF = 0; //DESABILITA LA BANDERA DEL TIMER 0
}

void main ()
{
    TRISC = 1, TRISD = 0, TRISB = 0;
    PORTC = 0, PORTD = 0, PORTB = 0;
    T1CON = 15; //Activa el TMR1
```

```
OPTION_REG.PS2 = 0;
OPTION_REG.PS1 = 0; //CONFIGURA TIMER0
OPTION_REG.PS0 = 1;
OPTION_REG.PSA = 0; //CONFIGURA PRESCALER
OPTION_REG.T0CS = 0; //CONFIGURA SALIDA
TMR0 = 8;
INTCON.T0IE = 1; //HABILITACION DE LAS INTERRUPCIONES TIMER 0
INTCON.GIE = 1; //HABILITACION DE TODAS LAS INTERRUPCIONES
INTCON.T0IF = 0;
TMR1L = 0, TMR1H = 0;

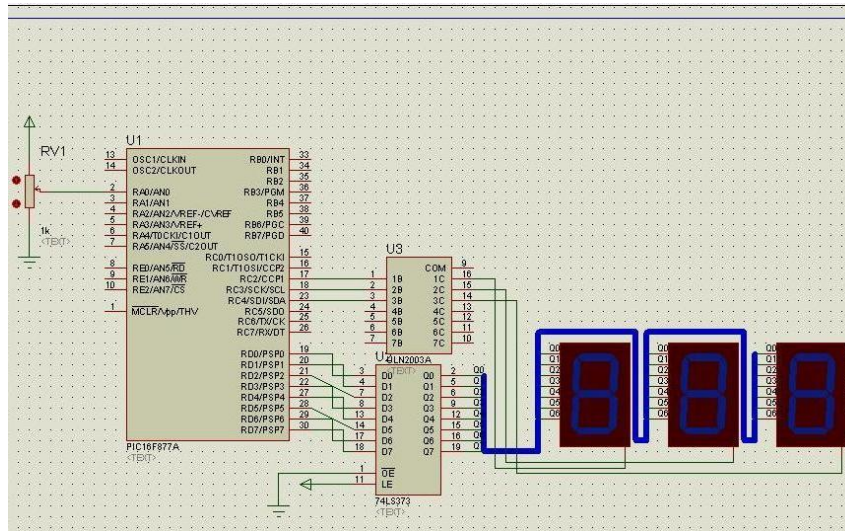
while (1)
{
    PORTC.F4 = 1;
    retardo();
    PORTB = numero[dec];
    retardo();
    PORTC.F4 = 0;
    PORTB = 0;

    PORTC.F5 = 1;
    retardo();
    PORTB = numero[uni];
    retardo();
    PORTC.F5 = 0;
    PORTB = 0;

    PORTC.F6 = 1;
    retardo();
    PORTD = numero[decima];
    retardo();
    PORTC.F6 = 0;
    PORTD = 0;
```

```
PORTC.F7 = 1;
retardo();
PORTD = numero[centecima];
retardo();
PORTC.F7 = 0;
PORTD = 0;
}
}
```


Simulación en Proteus de sensor de temperatura



float temperatura;

unsigned int x, residuo, convertidor, milisegundos = 0, dec = 0, uni = 0, decima = 0;

short const numero[10] = {63, 6, 91, 79, 102, 109, 125, 7, 127, 111};

void interrupt()

```
{
    asm nop nop //no hace nada en un ciclo maquina
    TMR0 = 8; //ACA CARGAMOS EL TIMER
    if(milisegundos == 500)
    {
        milisegundos = 0;

        ADCON0.GO = 1;
        while(ADCON0.GO);
        convertidor = ADRESH << 8 | ADRESL;
        temperatura = convertidor * 100.0 / 1023;
```

```
x = temperatura * 10;
dec = x / 100;
residuo = x % 100;
uni = residuo / 10;
decima = x % 10;

}
milisegundos ++;
INTCON.T0IF = 0; //DESABILITA LA BANDERA DEL TIMER 0
}

void main ()
{
TRISD = 0, TRISC = 0;
PORTD = 0, PORTC = 0;
ADCON0 = 129;
ADCON1 = 142;
OPTION_REG.PS2 = 0;
OPTION_REG.PS1 = 1; //CONFIGURA TIMER0
OPTION_REG.PS0 = 1;
OPTION_REG.PSA = 0; //CONFIGURA PRESCALER
OPTION_REG.T0CS = 0; //CONFIGURA SALIDA
TMR0 = 8;
INTCON.T0IE = 1; //HABILITACION DE LAS INTERRUPCIONES TIMER 0
INTCON.GIE = 1; //HABILITACION DE TODAS LAS INTERRUPCIONES
INTCON.T0IF = 0;

while (1)
{
PORTC.F2 = 1;
PORTD = numero[dec];
DELAY_MS(2);
PORTC.F2 = 0;
```

```
PORTD = 0;
PORTC.F3 = 1;
PORTD = numero[uni];
DELAY_MS(2);
PORTC.F3 = 0;
PORTD = 0;
PORTC.F4 = 1;
PORTD = numero[decima];
DELAY_MS(2);
PORTC.F4 = 0;
PORTD = 0;
PORTC.F5 = 1;

}
}
```

BIBLIOGRAFIA

Introducción a la Protección del Generador

Servicios Especializados de Ingeniería
de Protecciones Eléctricas
Ayocuan No 123 Oaxaca de Juarez, Oaxaca.

Circuitos Electrónicos (Discretos e Integrados)

DONALD L. SCHILLING, Charles Belove
Alfaomega- Marcombo
2a Edición México, 1985

Electrónica Teoría de Circuitos

ROBERT BOYLESTAD – Louis Nashelsky
Prentice Hall
5ª Edición México, 1982