



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO



FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*”SISTEMA DE PROTECCIÓN EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN
UPP-93390-CRP”*

Reporte de Experiencia Laboral que presenta:

CARLOS EDUARDO GUERRERO VILLASEÑOR

PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

ASESOR:

DR. GILBERTO GONZÁLEZ ÁVALOS

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por todas las bendiciones que ha derramado sobre mí a lo largo de mi vida, gracias por los queridos Padres que me dio, por la hermosa Familia que he llevado de la mano de mi adorada esposa, y por permitirme ejercer mi profesión en una gran empresa.

Agradezco a mis Padres Carlos y María Eugenia por haberme dado la vida, por el apoyo que siempre me han brindado, por los valores que me inculcaron, a conducirme siempre con honradez y rectitud, por el esfuerzo que realizaron para mi educación y por permitirme llegar a concluir la carrera de Ingeniero Electricista. GRACIAS.

Agradezco a mi esposa Karina por estar siempre en las buenas y en las malas, por su apoyo y paciencia para lograr lo que hoy hemos obtenido juntos y sobre todo por los hijos de los que somos orgullosos padres: Eduardo, Alejandro y Danae, a quienes agradezco por ser mi principal motivación que me impulsa a esforzarme y superarme día con día. LOS AMO.

Agradezco al Doctor Gilberto por su amistad desde que nos conocimos hace 25 años, por transmitir sus conocimientos como Profesor de la Prepa 3 y de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, y por su apoyo de siempre.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, a las Autoridades y Profesores de mi generación, por darme las bases y herramientas para iniciarme en el campo laboral.

Agradezco también a los Ingenieros que desinteresadamente creyeron en mí para formar parte de la CFE, así como a mis compañeros y amigos que me han ayudado a crecer dentro de esta noble empresa.

ÍNDICE

Agradecimientos.....	i
Índice.....	ii
Resumen.....	iv
Palabras Clave.....	iv
Abstract.....	v
Lista de Diagramas.....	vi
Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tablas.....	vii
Glosario de Términos.....	viii
Capítulo 1.- Introducción.....	1
1.1.- Antecedentes Académicos.....	1
1.2.- Antecedentes Laborales.....	1
1.3.- Empleo Actual.....	5
1.4.- Cursos de Capacitación Recibidos.....	6
1.5.- Cursos de Capacitación Impartidos.....	6
1.6.- Apoyo por Extinción de Luz y Fuerza del Centro.....	6
Capítulo 2.- Características de la Línea de Transmisión UPP-93390-CRP.....	7
2.1.- Subestación Eléctrica Uruapan Potencia (UPP).....	7
2.2.- Subestación Eléctrica Carapan Potencia (CRP).....	8
2.3.- Línea de Transmisión UPP-93390-CRP.....	9
Capítulo 3.- Protecciones Eléctricas.....	10
3.1.- Sensibilidad, Selectividad y Velocidad.....	11
3.2.- Protección Primaria y de Respaldo.....	11
3.3.- Zonas de Protección.....	11
3.4.- Diagrama R-X.....	12
3.5.- Protecciones Eléctricas para Líneas de Transmisión y Subtransmisión.....	12
3.5.1.- Protección Primaria 1, de Onda Superpuesta (85L).....	13
3.5.2.- Protección Primaria 2, de Distancia o Impedancia (21/21N).....	14
3.5.2.1.- Ajustes de las Protecciones de Distancia.....	14

3.5.2.2.- Teleprotección (Aceleración de Zona).....	17
3.5.3.- Protección de Respaldo, de Sobrecorriente Direccional (67N).....	18
3.5.4.- Disparo y Recierre Monopolar – DRM (79).....	19
3.5.4.1.- Operación del Esquema de DRM.....	20
3.6.- Protección por Falla de Interruptor (50FI).....	21
Capítulo 4.- Protecciones de la Línea de Transmisión UPP-93390-CRP.....	22
4.1.- Esquema de Protecciones en el Extremo de la S.E. UPP.....	22
4.2.- Esquema de Protecciones en el Extremo de la S.E. CRP.....	25
4.3.- Disparo y Recierre Monopolar de la L.T. UPP-93390-CRP.....	26
Capítulo 5.- Conclusiones y Recomendaciones.....	28
5.1.- Conclusiones.....	28
5.2.- Recomendaciones.....	28
Bibliografía.....	31

RESUMEN

El presente reporte de experiencia laboral muestra de manera simplificada el Sistema de Protección Eléctrica de la Línea de Transmisión con nivel de Tensión en 230kV, que une las Subestaciones Eléctricas Uruapan Potencia con Carapan Potencia en el estado de Michoacán, cuya nomenclatura es UPP-93390-CRP.

Se explican brevemente las características de la Línea, así como las características de las Subestaciones Eléctricas que interconecta; de igual manera se da una explicación básica de lo que son las Protecciones Eléctricas y conceptos asociados, enfocado a una Línea de Transmisión Larga ($> 40\text{km}$).

La elaboración del presente reporte está basado en la Experiencia Laboral que he obtenido dentro de la Comisión Federal de Electricidad, en el departamento de Protección y Medición, en diferentes Sectores del área de Transmisión, dentro de la Gerencia Regional de Transmisión Occidente, desde el mes de Marzo del año 2002 a la fecha.

PALABRAS CLAVE

CFE	Comisión Federal de Electricidad
GRTOC	Gerencia Regional de Transmisión Occidente
ZTM	Zona de Transmisión Michoacán
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
ZOTCO	Zona de Operación de Transmisión Centro Occidente
PyM	Protección y Medición
S.E.	Subestación Eléctrica

ABSTRACT

This work experience report shows in a simplified way the Electric Protection System of the Transmission Line with voltage level at 230kV, which unites the Electric Substations Uruapan Power with Carapan Power in the state of Michoacán, whose nomenclature is UPP-93390-CRP.

The characteristics of the Line are briefly explained, as well as the characteristics of the Interconnected Electrical Substations; similarly a basic explanation of what Electrical Protections and associated concepts are, focused on a Long Transmission Line ($> 40\text{km}$).

The preparation of this report is based on the Work Experience that I have obtained within the Comisión Federal de Electricidad, in the Department of Protection and Measurement, in different Sectors of the Transmission area, within the Regional Management of Transmission West, from march 2002 to date.

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1.- Diagrama Unifilar de la S.E. Uruapan Potencia (UPP).....	7
Diagrama 2.- Diagrama Unifilar de la S.E. Carapan Potencia (CRP).....	8

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.- Llegada de la L.T. UPP-93390-CRP, en la S.E. UPP.....	9
Figura 2.- Sistema típico de Potencia en donde se observan las zonas de protección.....	11
Figura 3.- Diagrama R-X.....	12
Figura 4.- Protecciones normalizadas para una L.T. de 400 y 230kV.....	12
Figura 5.- Diagrama ilustrativo de las señales que obtiene un relevador 85L.....	13
Figura 6.- Oscilograma de un relevador 85L que detectó una falla.....	13
Figura 7.- Característica Mho de los relevadores de distancia.....	14
Figura 8.- Característica Cuadrilateral de los relevadores de distancia.....	15
Figura 9.- Protección escalonada para Líneas de Transmisión.....	15
Figura 10.- Oscilograma de un relevador 21/21N que detectó una falla.....	16
Figura 11.- Oscilograma de un relevador 21/21N mostrada por un R.D.....	16
Figura 12.- Funcionamiento de un esquema de Teleprotección.....	17
Figura 13.- Oscilograma de una falla librada en tiempo de Zona 2 + COMM.....	18
Figura 14.- Curvas de tiempo inverso de los relevadores de sobrecorriente direccional.....	19
Figura 15.- Naturaleza de las fallas ocurridas en Líneas de Transmisión.....	19
Figura 16.- Oscilograma de una falla con operación exitosa de Recierre.....	20
Figura 17.- Lógica de operación del 50FI.....	21
Figura 18.- Tablero de Protección y Medición UPP-93390.....	22
Figura 19.- Ajustes de la PP1-85L vistos por el Software AcSELerator.....	23
Figura 20.- Diagrama del AcSELerator que muestra la Impedancia MHO, en UPP.....	23
Figura 21.- Curva de operación 67N en la S.E. UPP.....	24
Figura 22.- Software DIGSI V3.32 para relevadores SIEMENS.....	24

Figura 23.- Tablero de Protección CRP-93390.....	25
Figura 24.- Diagrama del AcSELerator que muestra la Impedancia MHO, en CRP.....	26
Figura 25.- Diagrama de tiempo del recierre secuencial de la L.T. UPP-93390-CRP.....	27
Figura 26.- Diagrama ilustrativo del software ASPEN.....	28
Figura 27.- Pruebas a relevadores con equipo Doble-F6150.....	29
Figura 28.- Software F6Test para equipo Doble-F6150, programación inicial.....	29
Figura 29.- Software F6Test para equipo Doble-F6150, característica cuadrilateral.....	30
Figura 30.- Diagrama actualizado de la protección 85L de UPP-93390.....	30

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Energía transmitida por la L.T. UPP-93390-CRP.....	9
Tabla 2.- Relevadores instalados en UPP-93390.....	22
Tabla 3.- Relevadores instalados en CRP-93390.....	25

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CPTT	Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación
GRTOC	Gerencia Regional de Transmisión Occidente
ZTM	Zona de Transmisión Michoacán
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
ZOTCO	Zona de Operación de Transmisión Centro Occidente
PyM	Protección y Medición
S.E.	Subestación Eléctrica
L.T.	Línea de Transmisión
UPP	Uruapan Potencia
CRP	Carapan Potencia
CPT	Cupatitzio
APZ	Apatzingán
MRR	Mirador
UPT	Uruapan Tres
LCP	Lázaro Cárdenas Potencia
PIT	Pitirera
SMD	Salamanca Dos
PRH	Purépecha
ZRP	Zamora Potencia
ABA	Abasolo
MRP	Morelia Potencia
ZCP	Zacapu
PRP	Purépero
VIJ	Villa Jiménez
ZID	Zináparo Dos
POD	Paracho Dos
POTT	Esquema de Disparo Transferido Permisivo por Sobrealcance
R.D.	Registrador de Disturbios
DRM	Disparo y Recierre Monopolar
EAR	Esquema de Acción Remedial

CAPÍTULO 1.- INTRODUCCION

1.1.- ANTECEDENTES ACADÉMICOS

- ESCUELA PRIMARIA PARTICULAR “IGNACIO ALLENDE”
CICLO ESCOLAR: 1981 – 1987 MORELIA, MICHOACÁN
- ESCUELA SECUNDARIA FEDERAL N° 1 “JOSÉ MARIA MORELOS”
CICLO ESCOLAR: 1987 – 1990 MORELIA, MICHOACÁN
- ESCUELA PREPARATORIA U.M.S.N.H. N° 3 “JOSÉ MARIA MORELOS”
CICLO ESCOLAR: 1991 – 1994 MORELIA, MICHOACÁN
- U.M.S.N.H. “FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA”
CICLO ESCOLAR: 1994 – 2000 MORELIA, MICHOACÁN

1.2.- ANTECEDENTES LABORALES

- 1994 – 2001  INGENIERIA EN EQUIPOS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS
Morelia, Mich.

COORDINADOR Y ASISTENTE DE OBRAS

En esta empresa contratista de obra eléctrica propiedad de mi Señor Padre, comencé con las bases de mi carrera, asistiendo a trabajar a la par en que realizaba mis estudios, participando de manera directa en el ramo eléctrico:

- Pruebas eléctricas a transformadores y reparación de los mismos, en subestaciones particulares como las de la Coca-Cola Celaya, Zamora, Aga de Morelia, entre algunas otras a inicios del año 1994.
- Proyecto y construcción de subestaciones eléctricas de diferentes capacidades, donde se destaca la de Potencia que se construyó para C.F.E. de 115/23-13.2 kV en Atotonilco El Alto, Jalisco entre los años 1995-1996.
- Pruebas eléctricas y puesta en operación de plantas de emergencia.
- Proyectos y construcciones de alumbrados de naves industriales.
- Elaboración de proyectos, memorias de cálculo, construcción de líneas de media y baja tensión, tanto aéreo como subterráneo, bancos de transformación, acometidas domiciliarias y alumbrado público, así como los trámites correspondientes para los proyectos.

También era el encargado de ejecutar las obras y supervisar al personal, así como de realizar los trámites correspondientes ante C.F.E.

- Abr 2001 – Mar 2002



CPTT - RESIDENCIA DE CONSTRUCCIÓN ZONA MICH-GTO
Uruapan, Mich.

SUPERVISOR DE OBRA ELECTROMECHANICA

En ésta área de la C.F.E. en el departamento de Subestaciones, estuve encomendado a la supervisión electromecánica directa de las S.E.'s de Potencia que se construyeron en éste periodo.

Aquí me encargué de supervisar bajo el sistema de calidad, todo lo referente a la construcción electromecánica de las Subestaciones Eléctricas que se tenían en proceso, las cuales fueron:

- S.E. URUAPAN POTENCIA.- Obra en la cual tuve la oportunidad como Auxiliar de Supervisor, desde su inicio de construcción electromecánico de ir supervisando su desarrollo, levantando las listas de verificación correspondientes, así como de vigilar el correcto proceso de pruebas a equipos por parte del contratista, transformadores de potencia y en general, todo el proceso de construcción.
- S.E. ZAMORA POTENCIA BANCO I.- Designado ya como Supervisor de Obra, tomé ésta Subestación que se encontraba en su etapa final de construcción, y se iniciaban las pruebas pre-operativas a todo el equipo de la instalación para su puesta en servicio, dando lugar al surgimiento de detalles como malos cableados, fallos en equipo diverso, faltantes de piezas, etc., a lo cual procedía a consultar los diagramas de construcción correspondientes, para dar solución a éstos problemas en conjunción con el área de Transmisión de C.F.E. y con la contratista ALSTOM que construyó dicha subestación; llevándose a cabo satisfactoriamente la puesta en servicio en Diciembre del 2001.

- Mar 2002 – Ago 2009



GRTOC – SUBÁREA DE TRANSMISIÓN MICHOACÁN
Uruapan, Lázaro Cárdenas e Infiernillo, Mich

JEFE DE OFICINA

DEPARTAMENTO DE PROTECCION Y MEDICION

- Contratado inicialmente como Ingeniero Sindicalizado Temporal hasta el mes de Junio del 2002 en la ciudad de Uruapan, fui encomendado a llevar a cabo la revisión de circuitos, cableados y diagramas en general de la S.E. URUAPAN POTENCIA, para lo cual estaba a cargo de un técnico y un ayudante, para realizar las actividades referentes a la revisión y actualización de diagramas de toda la Subestación, consistente en una bahía de 230 kV con 3 Interruptores en anillo y llegada de una Línea de Transmisión, un banco de Transformadores de 230/161 kV con sus bahías de 3 líneas e int. comodín en 161 kV, y otro banco de 230/115 kV, con 2 bahías de línea e int. comodín, para determinar posibles errores para poder llevarse a cabo la puesta en servicio de la citada Subestación en lo que refiere al Departamento de Protección y Medición, corrigiendo e informando de diferencias entre lo proyectado y lo construido.

También realicé el apoyo para el mantenimiento preventivo en la S.E. Carapan Potencia, consistente en: pruebas de relación, polaridad y saturación a TC's, pruebas de operación de protecciones, pruebas de dispositivos de transformadores, pruebas de cuadros de alarmas y registradores de disturbios, etc...

- Después fui enviado a la Cd. de Lázaro Cárdenas como Ingeniero de Confianza Temporal, con un contrato del 1º de Julio al 31 de Diciembre del 2002, para realizar el habilitado de señales y alarmas de los equipos de Protección hacia el de Control "SICLE" en la S.E. Lázaro Cárdenas Potencia (LCP), la cual tiene bahías de 400, 230 y 115 kV's, así como 4 bancos de transformación, consistió en identificar señales, controles y alarmas que se tienen en los equipos de Protección de toda la Subestación, para posteriormente realizar los arreglos y cableados necesarios para enviarlas cada una hasta gabinetes indicados por el Departamento de Control, encargados del equipo "SICLE". Estas actividades se desarrollaron con un técnico y un ayudante, realizándose así mismo la actualización de los diagramas esquemáticos y de alambrados, y sus listas de cables correspondientes.

Así mismo, realicé el mantenimiento preventivo en las S.E.'s LCP y VILLITA, así como en la CENTRAL TERMOELÉCTRICA PETACALCO en los esquemas de protección, control y medición de los 6 Generadores y en sus S.E.'s Encapsuladas de 400 y 230 kV's; y de igual forma en la CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA VILLITA dando mantenimiento a los esquemas de Protección, Control y

Medición de los 4 Generadores; así mismo, la atención a emergencias, ocasionados por disparos o por fallas en los equipos de las instalaciones anteriormente citadas, revisando y determinando causas y su corrección en caso necesario para la normalización de los equipos.

- A mediados de Enero del 2003, regresé a cubrir la plaza vacante en la ciudad de Uruapan nuevamente, en el mismo puesto de Jefe de Oficina de PyM, hasta el día 31 de Junio del mismo año, y aquí realicé básicamente las mismas actividades de mantenimiento y atención a emergencias en las instalaciones de ésta Subárea, donde se destaca la de la falla en la fase “A” del Banco AT-4 de la S.E. Carapan Potencia, lo que provocó un incendio en dicha fase en el mes de Enero, teniendo la oportunidad de participar en la rehabilitación y cambio de la citada fase.

De igual forma participé en la elaboración de los reportes del Balance de Energía de cada fin de mes y en la planeación de actividades para el mantenimiento de todo el año para las instalaciones de la Subárea en lo referente a la especialidad de Protección y Medición.

- Posteriormente, del 1º de Julio al 31 de Diciembre del 2003, fui contratado en el Sector Infiernillo para la “Modernización de Protecciones de Líneas de Transmisión de llegada de la C.H. Infiernillo a la S.E. Pitirera”, cuyos trabajos consistieron en realizar el cambio de los esquemas completos de Protección, Control, Medición y Supervisión, así como el cableado de control de equipo primario (Interruptores, Cuchillas, TC’s) de las Líneas de Transmisión que enlazan la Generación de las 6 Unidades de la C.H. INF con la S.E. PIT en 400kV. Aquí era el responsable de 2 técnicos y 2 ayudantes, con los que realicé el cableado de interconexión de los 6 tableros nuevos que contienen los esquemas de PCMyS, con sus correspondientes bahías, revisando los diagramas unifilares y esquemáticos, cálculo y definición de ajustes con el apoyo de mi Jefe de Departamento, así como sus ajustes y pruebas. Se llevó a cabo exitosamente la puesta en servicio de la L.T. de la bahía de unidad No. 1 a finales del mes de Diciembre, dejándose preparados la gran parte de los alambrados de las otras 5 unidades, así como el cálculo y definición de ajustes de los relevadores de protección, y la realización de sus pruebas correspondientes.

Realicé el mantenimiento preventivo en la S.E. PITIRERA en 400 y 230kV y en la S.E. IGUANA de 13.8kV, así como en la Central Hidroeléctrica INFIERNILLO en los esquemas de PCMyS de los Generadores, en actividades que ya he mencionado anteriormente, así como la atención a emergencias.

- A partir del 1º de Enero del 2004, fui trasladado a suplir una plaza vacante en la Jefatura de la Subárea en Uruapan Michoacán, en el mismo puesto que he estado desempeñando desde que inicié a laborar en ésta área de Transmisión de CFE en el Depto. de Protección y Medición, realizando las actividades de mantenimientos preventivos, puestas en servicio, mejoras y atención a emergencias para las instalaciones de Carapan Potencia, Uruapan Potencia, Zamora Potencia, Apatzingán I y las Centrales Generadoras Cóbano, Cupatitzio y Zumpimito. Así mismo, tuve la encomienda de obtener el inventario de equipos de Protección, Medición, Control y Supervisión existentes en las instalaciones del Sector Uruapan, con el fin de darlos de alta en el sistema que se comenzó a implementar MySAP-R3, y realizar la programación de su mantenimiento periódico, y apoyo a los demás sectores de la Subárea en ésta actividad.

- El 26 de Julio del 2004 ocupé la plaza de **BASE** como Ingeniero de Confianza en el sector Lázaro Cárdenas de la misma Subárea de Transmisión Michoacán, en el puesto que he venido desempeñado como JEFE DE OFICINA DEL DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN, realizando los mantenimientos preventivos, correctivos, puestas en servicio, modernizaciones y atención a emergencias en los esquemas de Protección, Control, Medición y Supervisión de las S.E.’s Lázaro Cárdenas Potencia y Villita, así como en la Central Termoeléctrica Petacalco ya citadas, supervisando y coordinando éstas actividades a 4 personas sindicalizadas.

En Junio del 2007 la C.H. Villita inició su proyecto para sustitución de relevadores de protección electromecánicos por digitales, actividad que me fue encomendada para desarrollarla en su totalidad con personal de Transmisión, iniciando con la Unidad 3: revisión de diagramas y cableados originales, proyección y elaboración en electrónico en TURBOCAD, de todos los diagramas de protección, medición, control y supervisión y listas de cables en EXCEL, considerando la interconexión que guardaban con las otras unidades y señales para el arranque de la misma, tales como el esquema de sincronización y bloqueos, y las señales al 50FI que se encuentra en la S.E. Villita. Una vez revisado y determinado el proyecto, obtuve la relación de material y equipo necesario y se procedió a retirar equipos obsoletos por relevadores marca SEL y auxiliares nuevos, realizando las modificaciones y los alambrados necesarios. Se programaron todos los relevadores, se realizaron las pruebas correspondientes a los relés y al alambrado en general, quedando la U3 sincronizada el 07 de Agosto del mismo año 2007. Para las otras 3 unidades, en el 2008 la central

contrató personal adicional, al que le brindamos apoyo y supervisión para realizar exitosamente éstos trabajos.

- Dentro del Proyecto 62 referente a la construcción de la Unidad 7 en la C.T. Petacalco iniciada con anterioridad, se incluyó la instalación de un nuevo banco de transformación 400/230kV en la S.E. Lázaro Cárdenas Potencia, y a partir de Julio del 2008 se iniciaron actividades de supervisión y pruebas de alarmas y disparos por dispositivos de cada fase, pruebas a los TC's, pruebas de resistencia de aislamiento de cables, pruebas de control de interruptores y cuchillas de sus bahías, pruebas de faseo, así como los arreglos necesarios para bloqueos y disparos hacia los otros interruptores existentes y hacia los 86B1 y 86B2 de la subestación, quedando energizado el banco LCP-AT3 el 03 de Mayo del 2009.

Derivado de la construcción de la PEC-U7 y el LCP-AT3, se incrementó el valor de cortocircuito en la S.E. LCP, por lo que en Agosto de 2008 se inició el Proyecto 718 para la sustitución de todo el equipo primario en 230kV a cargo de la Residencia de Construcción; en éstas actividades participamos con la supervisión y pruebas a los TC's, pruebas de resistencia de aislamiento de cables, pruebas de control, alarmas, bloqueos y disparos de interruptores y cuchillas de cada bahía, pruebas de faseo, así como realizar los arreglos necesarios para los bloqueos y disparos hacia los otros interruptores existentes y hacia los 86B1 y 86B2 de la subestación.

- Sep 2009 – Abr 2012



GRTOC – ZONA DE TRANSMISION LAZARO CARDENAS
Infiernillo, Mich.

JEFE DE DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y
JEFE DE OFICINA DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DEL SECTOR INFIERNILLO

En Octubre de 2008 se creó la Zona de Transmisión Lázaro Cárdenas, separándose de la Zona de Transmisión Michoacán, y en Septiembre del 2009 tuve la oportunidad de ocupar la plaza de Jefe de Oficina en la misma especialidad de Protección y Medición, a la par con el puesto de Coordinador en el Sector Infiernillo, el cual me resultó un nuevo reto, mismo que asumí con muchas ganas de aprender y aportar ideas y acciones para la mejora de mi nuevo sector. Aquí mi función era la de coordinar todas las actividades administrativas y técnicas que se desarrollan en el sector para que se cumplan de la mejor manera entre las especialidades técnicas de Líneas, Subestaciones, Control, Comunicaciones, la propia de PyM y el departamento Administrativo, vigilando que las actividades se desarrollaran optimizando los recursos materiales y humanos, llevando a cabo reuniones y gestionando la revisión y agilización de compras necesarias, revisando y autorizando sus requerimientos; de igual manera la participación en la solución de situaciones obrero-patronales que se presentaron, participación en los comités de productividad, seguridad y protección civil, organización y participación en eventos institucionales, y en general realizar lo necesario para el buen funcionamiento de todas las actividades desarrolladas en el sector Infiernillo para lograr su buen funcionamiento, seguridad y satisfacción del personal, todo ello llevado a cabo con estrecha comunicación con la Superintendencia de Generación a cargo de la C.H. Infiernillo. Todo esto llevado en paralelo y sin descuidar las actividades y necesidades del departamento de Protección y Medición, en donde como se ha comentado, se da el mantenimiento, modernizaciones y atención a fallas en los equipos de Protección, Control, Medición y Supervisión de la S.E. Pitirera y la C.H. Infiernillo.

1.3.- EMPLEO ACTUAL

- Abr 2012 a la Fecha



GRTOC – ZONA DE TRANSMISIÓN MICHOACÁN
Uruapan, Mich.

JEFE DE OFICINA DEPARTAMENTO DE PROTECCION Y MEDICION

En Abril de 2012 ocupé la plaza de Jefe de Oficina de la misma especialidad de Protección y Medición en la sede de la ZTM, continuando con las actividades de mantenimientos preventivos, detectivos, correctivos, modernizaciones, puestas en servicio, mejoras y atención a emergencias para las Subestaciones Uruapan Potencia, Apatzingán I, Cóbano, Cupatitzio y Zumpimito, así como el apoyo a Generación en las Centrales Cóbano, Cupatitzio, Zumpimito, Itzúcuaro y Azufres, estando a cargo de 4 personas sindicalizadas.

En la sede de la ZTM he tenido la oportunidad de cubrir la Jefatura del Departamento de Protección y Medición en ausencia del Ingeniero titular por vacaciones o comisiones, puesto laboral que presenta nuevas oportunidades de conocimiento, reto y desarrollo profesional.

En ésta etapa he participado en las siguientes actividades relevantes:

- ✓ Configuración, ajustes, pruebas y Puesta en Servicio de los esquemas de Protección y Medición por remodelación total y nueva de la S.E. y C.H. Zumpimito.
- ✓ Configuración, ajustes, pruebas y Puesta en Servicio por modernización hecha por personal de la ZTM de los tableros de Protección, Control y Medición de las 2 unidades generadoras de la C.H. Cupatitzio.
- ✓ Rehabilitación de los esquemas de Protección, Control y Medición de la S.E. Apatzingán I, por quema de caseta de control por vandalismo en Octubre de 2013.
- ✓ Configuración, ajustes, pruebas y Puesta en servicio de tableros de Protección, Control y Medición por construcción de bahías de líneas APZ-73280, APZ-73M70 y UPP-73280.
- ✓ Cálculos de ajustes y pruebas a protecciones 87B marca G.E. en CPT-161kV y CBN-161 y 69kV.
- ✓ Coordinación, cálculos de ajustes, programación y sustitución de relevadores de protección y medidores de energía.
- ✓ Elaboración del Balance de Energía de fin de mes.
- ✓ Programación y seguimiento en MySAP-R3 de las actividades del departamento.
- ✓ Llenado y revisión de formatos establecidos en el Sistema Integral de Gestión.
- ✓ Atención y seguimiento a auditorías internas y externas.
- ✓ Estricta aplicación del Reglamento de Seguridad e Higiene Capítulo 800 de Transmisión.
- ✓ Calibración de medidores de energía para el Mercado Eléctrico Mayorista.
- ✓ Apoyo a personal del departamento de Subestaciones para sustitución por modernización o fallas en sus equipos primarios.
- ✓ Revisión de coordinación de ajustes con la División de Distribución Centro Occidente.

En el mes de Julio de 2017 fui designado por el Gerente Regional de Transmisión Occidente, como encargado del Mercado Eléctrico Mayorista en el ámbito de la ZTM, actividad que presenta un reto muy interesante ya que con la Reforma Energética, la CFE se encuentra en una etapa importante para ser una Empresa que produzca valor al Estado Mexicano, y en donde el transporte de energía es el medio para tal fin en el área de Transmisión, así que adicional a las funciones del propio departamento, ahora también me encargo de la revisión diaria de que los medidores de energía envíen de manera correcta los valores hacia el CENACE, y realizar las calibraciones requeridas en dichos medidores en el ámbito de la ZTM y atención a fallas, brindando además éste servicio a las EPS-Generación.

1.4.- CURSOS DE CAPACITACIÓN RECIBIDOS

Como norma en CFE, he tomado la capacitación que me brinda ésta gran empresa para mi desarrollo profesional y personal, siendo algunos de ellos:

- Protección de Líneas de Alta y Extra Alta Tensión.
- Relevadores marca SEL.
- Aplicación de Software ASPEN ONE LINER.
- Relevadores marca Areva P442 y P443.
- Relevadores marca General Electric B30 y B90.
- Liderazgo centrado en principios.
- Administración para Ingenieros.
- Fundamentos del Desempeño Humano.
- Mecanismos de Control de Esquemas de Medición.
- Normatividad de Medición.
- Signatarios de Energía.
- Conceptos de Mercado de Energía.
- Diferentes cursos y actualizaciones en Normas de Calidad: ISO-9001, Ambiental: ISO-14001 y de Seguridad y Salud en el Trabajo OHSAS-18000.
- Estimación de cálculo de incertidumbre y calibración de multimedidores.
- Formación de Instructores, con base en el EC0217.

1.5.- CURSOS DE CAPACITACIÓN IMPARTIDOS

- PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIONES.
Curso impartido a Operadores de la S.E. Pitirera en Noviembre de 2011.
- INDUCCION AL DEPARTAMENTO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.
Varios cursos de inducción a personal sindicalizado.

1.6.- APOYO POR EXTINCIÓN DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

En los periodos de Enero a Marzo del año 2010 y de Septiembre de 2010 a Mayo de 2011, tuve la oportunidad de fungir como operador de la S.E. PATERA en la Cd. de México, como apoyo por la extinción de Luz y Fuerza del Centro, rolando turnos de 24 horas como operador de la Subestación, en donde me encargaba de realizar maniobras para librar equipo ya sea por licencias, fallas o a petición del CORDE, así mismo, realizar el trámite de licencias, reporte de alarmas, disparos y novedades, toma de lecturas, maniobras de restablecimiento, revisión de condiciones generales en la instalación, etc.

Los equipos de los que constaba dicha Subestación en las fechas comentadas era de 3 líneas aéreas de 85 kV, 4 bancos de transformadores de 85/23 kV, 10 alimentadores en 23 kV de los cuales 7 eran subterráneos y 3 aéreos, y 3 bancos de capacitores; los esquemas de protección eran del tipo electromecánico y tableros con alambros muy antiguos así como el equipo primario, por lo que había bastantes licencias para mantenimientos e ir modernizando poco a poco todos los elementos de la Subestación a cargo de personal de la Zona Distribución Tlalnepantla.

De ésta Subestación se alimentan varias líneas del metro del D.F. y a las empresas Nacobre, Nacel y Vitro-Fibras, realizando estas actividades de manera satisfactoria y sin ninguna anomalía, contribuyendo con ello a la continuidad del servicio de energía eléctrica en el Estado de México.

CAPÍTULO 2.- CARACTERÍSTICAS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN UPP-93390-CRP

2.1.- SUBESTACIÓN ELÉCTRICA URUAPAN POTENCIA (UPP)

La Subestación Eléctrica Uruapan Potencia se encuentra ubicada a 16 km de la ciudad de Uruapan Michoacán, en el poblado de Mantanguarán, municipio de Uruapan Michoacán, bajo la responsabilidad de la Zona de Transmisión Michoacán, Sector Uruapan y con una Capacidad Instalada de 200 MVA.

- En el nivel de tensión de **230kV** cuenta con una línea de transmisión (UPP-93390-CRP) con un arreglo en anillo de 3 interruptores.
- En **161kV** cuenta con bus principal y auxiliar, un banco trifásico de Autotransformador (AT1) de 230/161kV – 100 MVA, dos líneas de subtransmisión (UPP-83210-CPT / UPP-83230-CPT), interruptor comodín (UPP-87990) y una bahía fuera de servicio (UPP-83280).
- En **115kV** cuenta con bus principal y auxiliar, un banco monofásico de Autotransformadores (AT2) de 230/115kV – 100 MVA, tres líneas de subtransmisión (UPP-73280-APZ / UPP-73710-MRR / UPP-73720-UPT) y un interruptor comodín (UPP-77010).

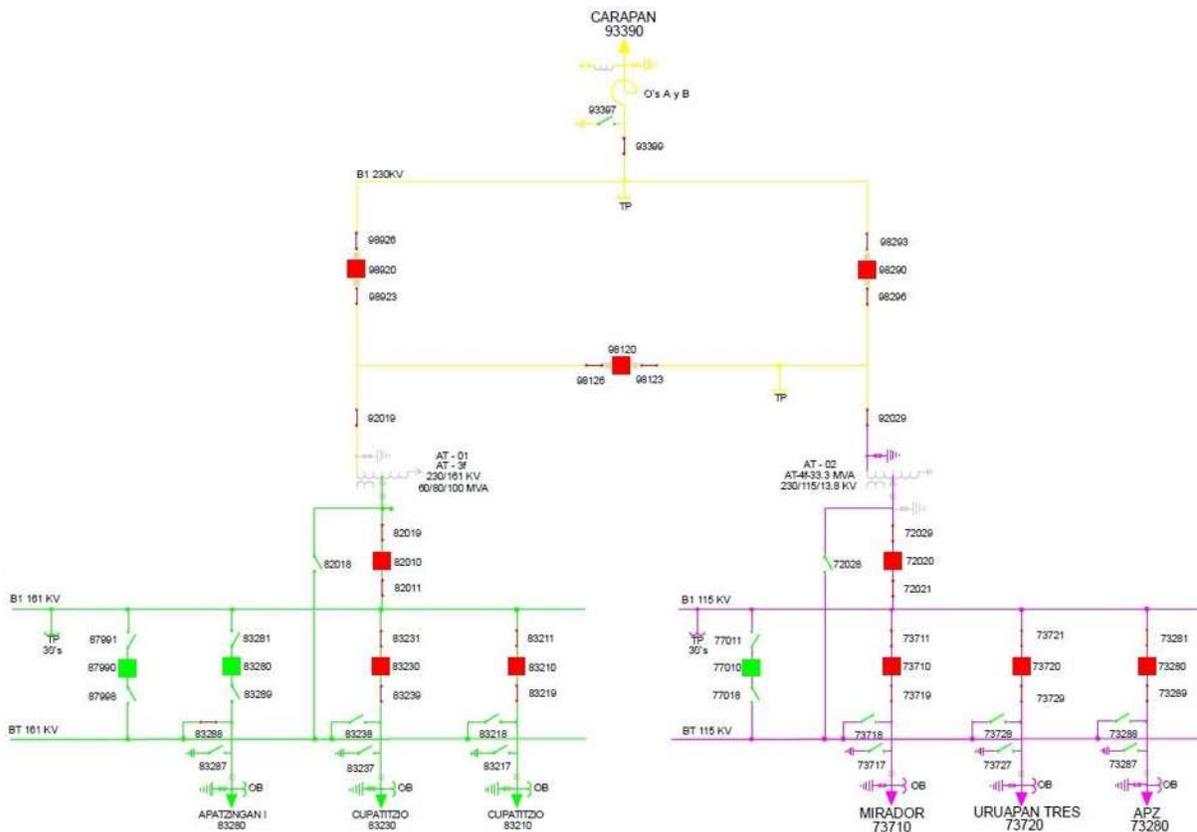


Diagrama 1.- Diagrama Unifilar de la S.E. Uruapan Potencia (S.E. UPP)

2.2.- SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CARAPAN POTENCIA (CRP)

La Subestación Eléctrica Carapan Potencia se encuentra ubicada sobre la Carretera Federal 15 Morelia - Guadalajara, kilómetro 104, Chilchota Michoacán, bajo la responsabilidad de la Zona de Transmisión Michoacán, Sector Zamora, con una Capacidad Instalada de 1,075 MVA.

- En el nivel de tensión de **400kV** cuenta con Bus 1 y Bus 2, con tres líneas de transmisión (CRP-A3200-LCP / CRP-A3J90-SMD / CRP-A3K00-PRH) con un arreglo de interruptor y medio, así como dos bancos de Reactores de 50 MVA y 75 MVA.
- En **230kV** cuenta con bus principal y de transferencia, dos bancos monofásicos de Autotransformadores (AT1 y AT2) de 400/230kV – 375 MVA cada uno, cinco líneas de transmisión (CRP-93210-ZRP / CRP-93220-ABA / CRP-93390-UPP / CRP-93910-MRP / CRP-93940-MRP), y el interruptor de transferencia (CRP-97010).
- En **115kV** cuenta con bus principal y de transferencia, dos bancos monofásicos de Autotransformadores (AT3 y AT4) de 230/115kV – 100 MVA cada uno, siete líneas de Subtransmisión (CRP-73240-ZCP / CRP-73260-PRP / CRP-73630-VIJ / CRP-73790-ZID / CRP-73800-ZID / CRP-73970-UPT / CRP-73980-POD) y un interruptor de transferencia (CRP-77990).

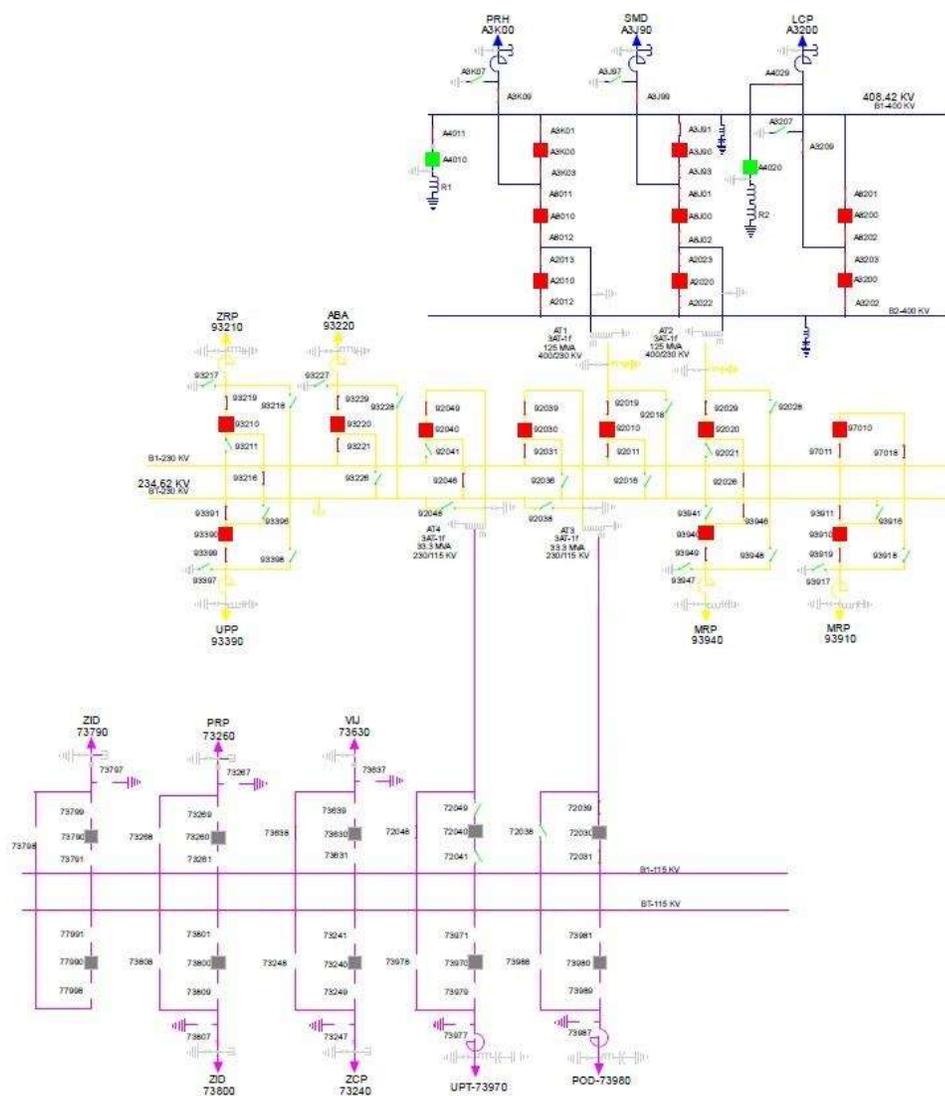


Diagrama 2.- Diagrama Unifilar de la S.E. Carapan Potencia (S.E. CRP)

2.3.- LINEA DE TRANSMISIÓN UPP-93390-CRP

La Línea de Transmisión que une las Subestaciones Eléctricas Uruapan Potencia y Carapan Potencia tiene la nomenclatura UPP-93390-CRP, y cuenta con una longitud de 69 kilómetros, construida con cable 1113 MCM conductor sencillo a través de 156 estructuras del tipo doble circuito, lo que arroja una impedancia:

$$Z1 = 4.02569 + j33.86658 = 34.10501 / 83.22^\circ \Omega \text{ primarios}$$

$$Z0 = 25.48722 + j92.05129 = 95.51460 / 74.52^\circ \Omega \text{ primarios}$$

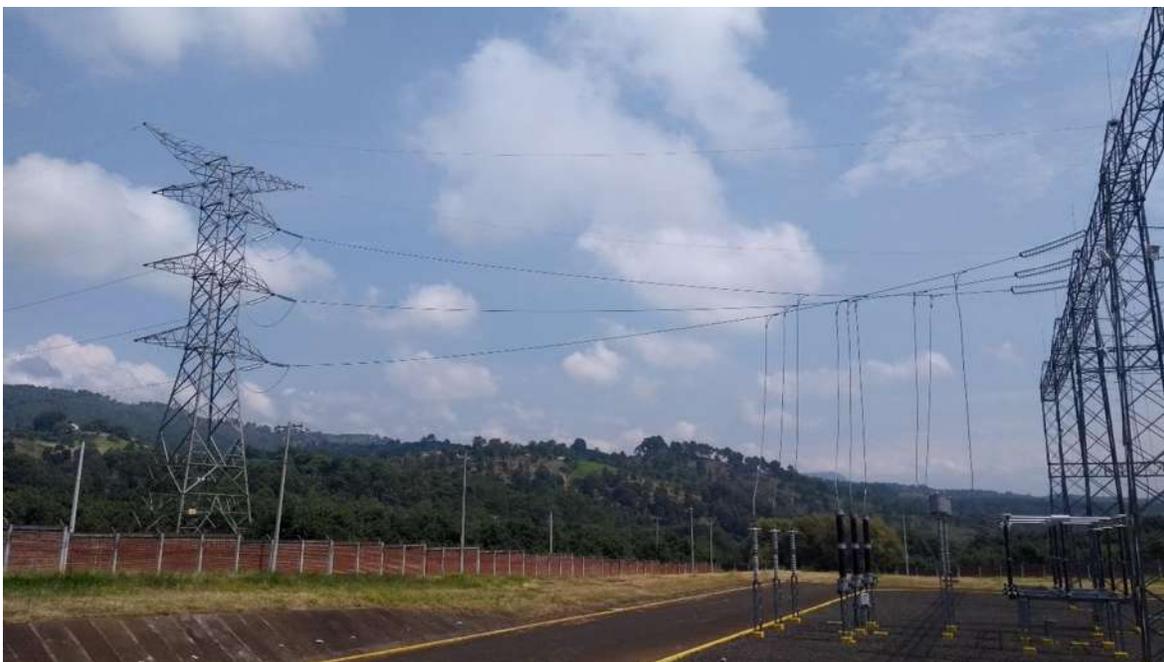


Figura 1.- Llegada de la L.T. UPP-93390-CRP, en la S.E. Uruapan Potencia

El sentido del flujo de energía va normalmente de la S.E. Carapan Potencia hacia la S.E. Uruapan Potencia, la cual a su vez es un enlace fuerte que alimenta la región de Uruapan y el valle de Apatzingán.

S.E.	L.T.	Flujo	ENERO (kWh)	FEBRERO (kWh)	MARZO (kWh)	ABRIL (kWh)	MAYO (kWh)	JUNIO (kWh)	JULIO (kWh)
UPP	93390	Sale	14,993	0	0	0	0	0	0
		Entra	25,526,641	28,153,764	39,126,807	39,012,901	46,548,145	30,800,798	22,239,240

Tabla 1.- Energía transmitida por la L.T. UPP-93390-CRP en el año 2019, vista en el extremo de UPP.

CAPÍTULO 3.- PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Un "Sistema Eléctrico de Potencia" es el conjunto de Centrales Generadoras, Líneas de Transmisión, Subestaciones Eléctricas, así como los mecanismos de control, medición y distribución, que tienen por objeto Generar, Transmitir y Distribuir la energía eléctrica a los centros de consumo, con la máxima disponibilidad y confiabilidad, y con mínimas pérdidas de acuerdo a límites especificados de frecuencia, voltaje y corriente.

Generalmente pensamos en un Sistema Eléctrico de Potencia en función de sus partes más visibles: las grandes estaciones Generadoras, los Transformadores, las Líneas de Transmisión, etc., pero en realidad estos son sólo algunos de los elementos básicos, hay muchos otros componentes necesarios y fascinantes. La Protección por Relevadores es uno de ellos.

La función de la Protección es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando éste sufre una falla o cuando empieza a funcionar de manera anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema. Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla.

Así, los objetivos de las Protecciones Eléctricas son:

- Mantener un alto nivel de continuidad del servicio.
- Reducir los tiempos de interrupción a los usuarios.
- Minimizar la pérdida de carga.
- Mantener constantes las magnitudes de corriente y voltaje.

Los sistemas de protección han evolucionado de relevadores electromecánicos hacia los relevadores con circuitos estáticos, y ahora, gracias a la tecnología y a la aparición de los microprocesadores, los relevadores de protección se están convirtiendo en verdaderos entes inteligentes, los cuales con los parámetros indicados por los usuarios, analizan constantemente las variables del sistema eléctrico, tomando la decisión de la manera que deben reaccionar ante cualquier situación de disturbio.

Los relevadores de protección funcionan en virtud de la corriente y/o tensión proporcionada a éstos por los Transformadores de Instrumento conectados al elemento del sistema que va a protegerse. Por cambios característicos en éstas dos señales (Magnitud, Frecuencia, Angulo de Fase, Duración, Dirección, Forma de Onda...), las fallas señalan su presencia, tipo y localización a los relevadores de protección. Los transformadores de instrumento son dispositivos que proporcionan los niveles de voltaje y corriente del sistema primario a valores reducidos en forma proporcional a los sistemas de protección, medición y control. Sirven como aislamiento entre el equipo primario y el equipo de protección.

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas, pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar, pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva y para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales. Estas simulaciones se pueden lograr empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.

3.1.- SENSIBILIDAD, SELECTIVIDAD Y VELOCIDAD

“Sensibilidad”, “Selectividad” y “Velocidad” son términos comúnmente utilizados para describir las características funcionales de cualquier tipo de relevador; debe ser suficientemente *sensible* para que funcione de manera segura cuando se le requiera, con la condición real de que produzca la tendencia de funcionamiento mínimo. Debe ser capaz de *seleccionar* entre aquellas condiciones en las que se requiere un funcionamiento rápido y aquellas en las que no debe operar o donde requiere una operación retardada. Y debe funcionar a la *velocidad* requerida.

3.2.- PROTECCIÓN PRIMARIA Y DE RESPALDO

La protección primaria es la primer línea de defensa ante una falla en el equipo, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria o cuando la falla no se encuentra dentro de las características que atiende la protección primaria, ya que deben ser de diferente algoritmo para calcular y determinar las fallas.

3.3.- ZONAS DE PROTECCIÓN

La filosofía general de la aplicación de relevadores es dividir el sistema de potencia en zonas de protección para que puedan ser protegidas adecuadamente. Las divisiones dependen de los equipos del sistema eléctrico y están dadas por la ubicación física de los TC's, encontrándose las siguientes:

- 1) Generadores o grupo de generador - transformador.
- 2) Transformadores
- 3) Barras
- 4) Líneas de Transmisión y Distribución.

El equipo de protección está ayudado en la tarea de librar fallas, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se lo ordena. Estos interruptores están localizados de tal manera que cada Generador, Transformador, Barra colectora o Bus, Línea de Transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema, y deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos e interrumpir entonces esta corriente. Cuando el relé detecta una falla en cualquier punto de la línea protegida y si se cumplen las condiciones programadas al relevador, éste operará mandando abrir el interruptor de potencia librando así la anomalía en el sistema

Un sistema típico de potencia y sus zonas de protección se muestran en la siguiente figura:

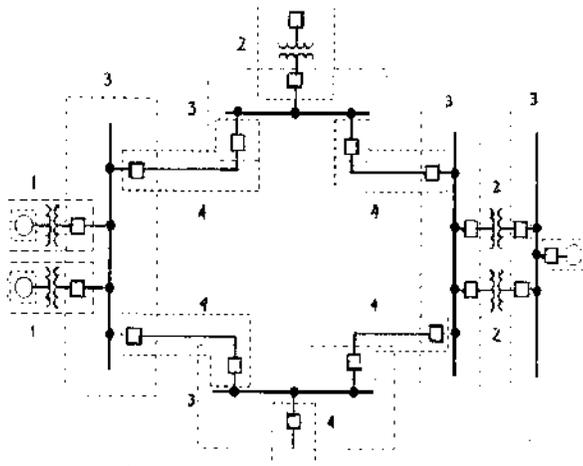


Figura 2.- Sistema típico de Potencia en donde se observan las zonas de protección.

3.4.- DIAGRAMA R-X

Una forma mucho más útil de mostrar la característica de la impedancia de una línea o cualquier otro equipo, es por medio del diagrama de impedancia, o bien, diagrama R-X. En él se pueden mostrar las características en forma gráfica en términos de sólo dos variables: R y X ó Z y θ , en lugar de tres variables: Voltaje, Corriente y ángulo entre éstas dos cantidades θ . El cociente del Voltaje entre Corriente es la denominada impedancia Z, siendo esta impedancia en general un número complejo y por tanto, constituida por una parte real y otra imaginaria.

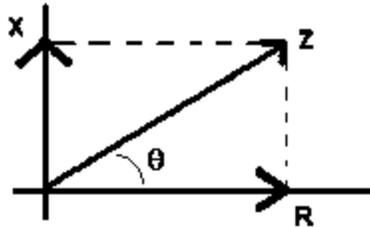


Figura 3.- $Z = R + jX$, en donde **R** es la parte Resistiva o Real de la impedancia, y **X** es su parte Imaginaria o Reactiva.

3.5.- PROTECCIONES ELÉCTRICAS PARA LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISIÓN

Las Líneas de Transmisión son los elementos del sistema eléctrico que están mayormente expuestos a fallas (por condiciones naturales y artificiales), debido a que el área que ocupan, en comparación con otros equipos, es bastante mayor, lo que aumenta las probabilidades de falla, provocando interrupciones en el suministro de energía eléctrica. La especificación CFE G1000-65 “ESQUEMAS NORMALIZADOS DE PROTECCIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN” establece los tipos de esquemas de protección que deben utilizarse para las Líneas de Transmisión (230kV y mayores) y Subtransmisión (69 a 161kV), y los ajustes se basan en los “CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES PARA LINEAS DE TRANSMISION, SUBTRANSMISION Y CABLES DE POTENCIA”, emitidos por la Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control de la Subdirección de Transmisión.

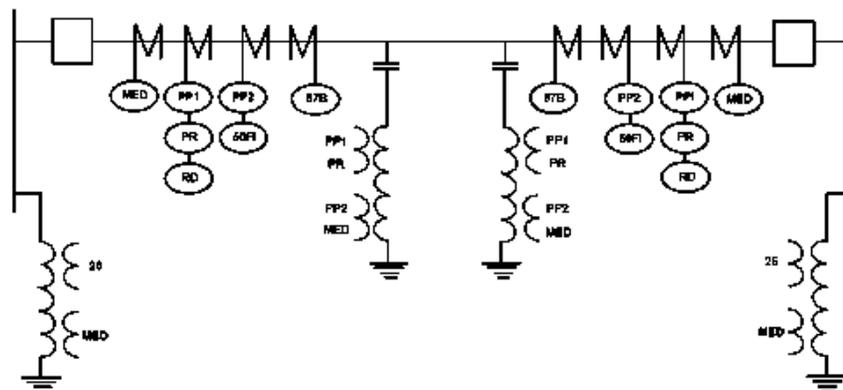


Figura 4.- Protecciones normalizadas para una L.T. de 400 y 230kV

➤ NOTA DE APLICACIÓN

La protección por relevadores es extensa y con un gran número de esquemas y combinaciones, y dado que el presente reporte está enfocado a las protecciones de una Línea de Transmisión larga (> 40km), se hará referencia básicamente a éstos esquemas, no omitiendo mencionar que existen más funciones de protección, y que ellas aplican también para proteger otros elementos del Sistema Eléctrico de Potencia, tales como generadores, transformadores, reactores, etc., con sus debidas particularidades.

3.5.1.- PROTECCIÓN PRIMARIA 1, DE ONDA SUPERPUESTA (85L)

Esta protección se utiliza como Protección Primaria 1 en líneas de Transmisión (400 y 230 kV), y el principio de operación de éste tipo de relevadores es que tiene efecto memoria, tomando una “fotografía” de las señales de Voltaje y Corriente en pequeñas Deltas, y las compara con los valores que pasan en fracciones posteriores de tiempo; de ésta manera, con éste elemento de alta velocidad mediante esas pequeñas Deltas puede determinar rápidamente un decremento en el Voltaje y un incremento en la Corriente, determinando que está ocurriendo una falla y de esa forma librarla rápidamente, como se ilustra en la siguiente figura. Sus ajustes son similares a los relevadores de distancia, que veremos en el punto 3.5.2., con sus zonas de protección Mho y Cuadrilateral hacia adelante y hacia atrás.

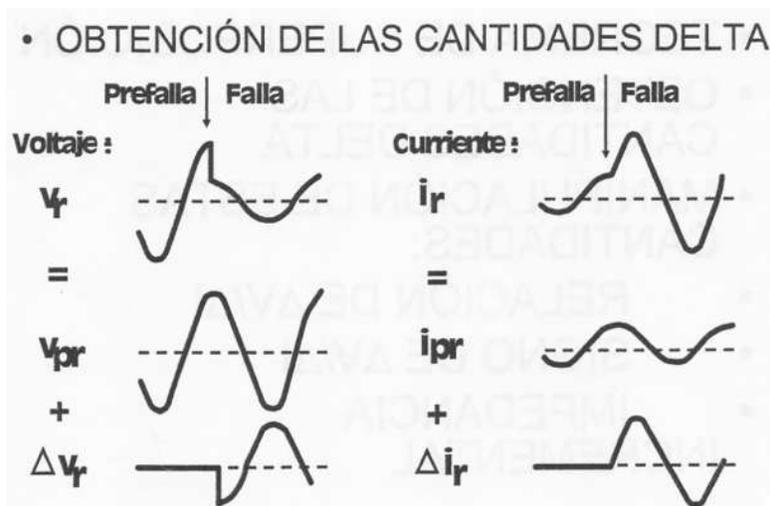


Figura 5.- Diagrama ilustrativo de las señales que obtiene un relevador 85L.

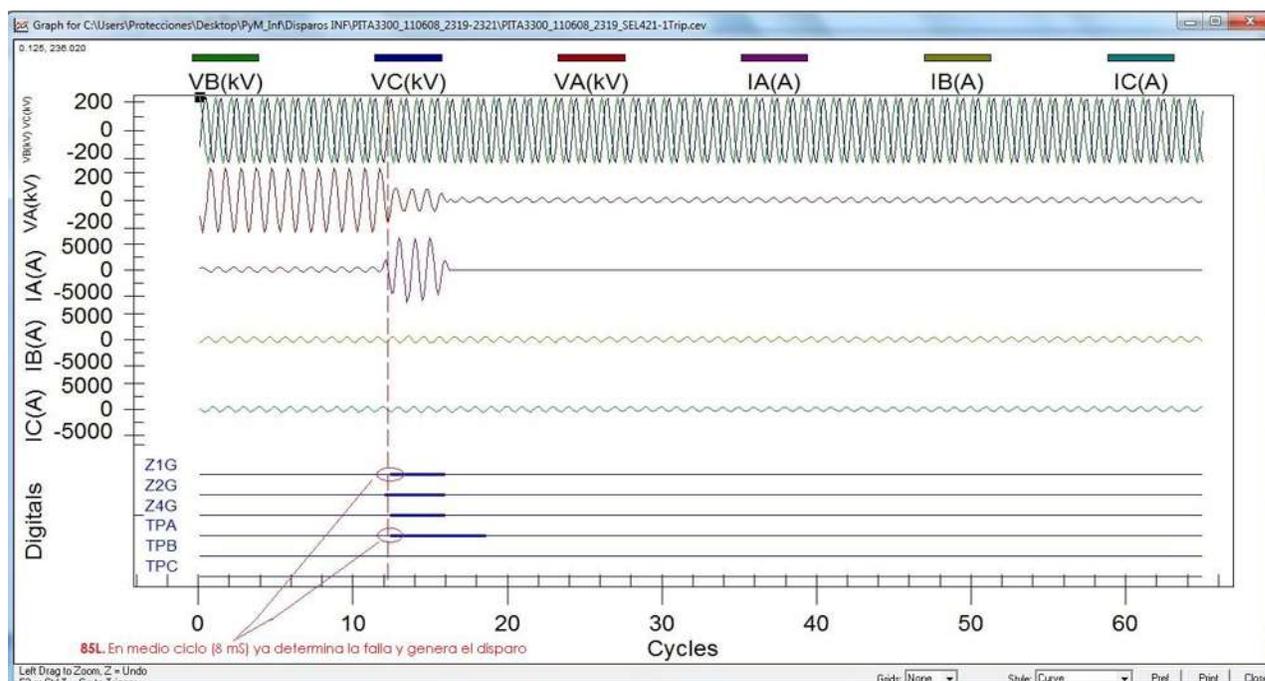


Figura 6.- Oscilograma de un relevador 85L que detectó una falla en la fase A en Zona 1 y en donde se observa que aprox. en 1/2 ciclo (8 mSeg) determina la falla y en ese mismo tiempo genera la orden de disparo.

3.5.2.- PROTECCIÓN PRIMARIA 2, DE DISTANCIA O IMPEDANCIA (21/21N)

Las protecciones de distancia son ampliamente utilizadas en las líneas de Transmisión y Subtransmisión como PP1 y/o PP2; basan su operación en la Ley de Ohm y su principio de operación lo hace midiendo la impedancia de la línea protegida la cual es directamente proporcional a su longitud, por lo que si detecta una impedancia menor a la ajustada por zona, el relevador determina que hay una falla y tomará acciones en base a su programación; el parámetro a monitorear será la impedancia (**Z**) medida a partir de las señales de voltajes (**V**) y corrientes (**I**) que se tomarán de la línea a proteger, así: $Z = V / I$.

FUNCIONES DE DISPARO HACIA ADELANTE.- Las funciones hacia adelante de fase y tierra utilizan la función MHO como una característica de operación básica. Generalmente las funciones de operación con direccionalidad hacia adelante son utilizadas como disparo.

FUNCIONES HACIA ATRÁS DE BLOQUEO.- En algunas aplicaciones es necesario una de las zonas de operación con direccionalidad hacia atrás para evitar un disparo incorrecto, sobre todo en aplicaciones de redes en anillo con inversión de corrientes.

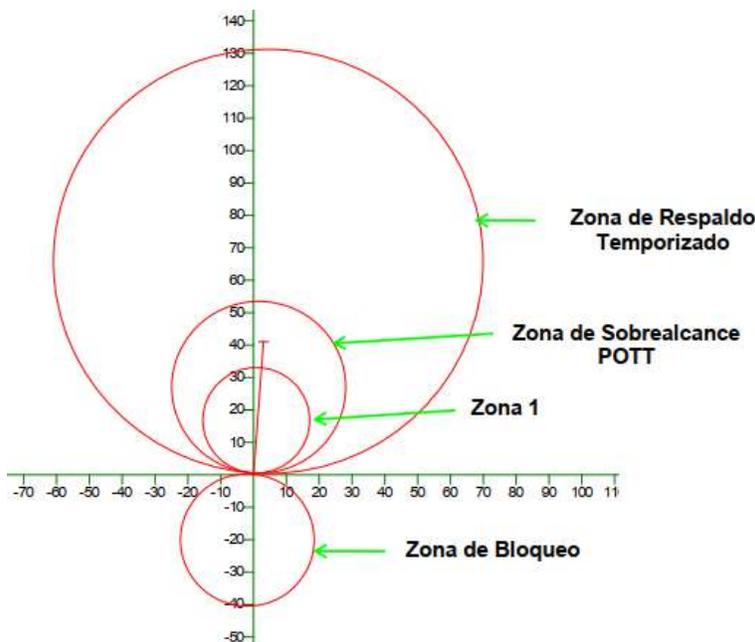


Figura 7.- Característica Mho de los relevadores de distancia, con 3 Zonas hacia adelante, dos de ellas para disparo y otra para llaveo para la Teleprotección, y la Zona hacia atrás para bloqueo.

3.5.2.1.- AJUSTES DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA

La forma más común de proteger una línea es la protección de distancia escalonada, donde el alcance del relevador está dividido en tres zonas, con valores típicos:

- **ZONA 1.-** Se ajusta al 80% del valor de impedancia de la línea, dejando un margen de seguridad del 20% para evitar sobrealcances debidos a propios errores en las mediciones de los transformadores de instrumentos y/o relés y además, cuando ocurre un corto circuito, la onda de corriente esta propensa a descentrarse inicialmente bajo estas condiciones, provocando a los relevadores de distancia a sobrealcanzar. El disparo debe ser instantáneo.

- ZONA 2.- Es respaldo para la línea adyacente y opera con un retardo de tiempo de 0.3 a 0.5 segundos, dependiendo de la coordinación de protecciones, y se extiende hasta un punto no más allá del 50% de la línea adyacente.

- ZONA 3.- Se utiliza para bloqueo para fallas atrás de la línea protegida, detectando cuando la falla no está dentro de su zona de protección, bloqueándose para disparar.

- ZONA 4.- En el punto 3.5.2.2 veremos esta Zona hacia adelante sin disparo, para Teleprotección.

- FALLAS CON ALTA RESISTENCIA

Estas fallas pueden ocurrir por varios motivos tales como las causadas por incendios de pastizales, ramas de árbol pegando en la línea, viento excesivo durante la presencia de la falla a tierra, etc. y como es conocido, la resistencia de arco origina problemas a las unidades de medición de fase a tierra, por lo que existen relevadores con característica cuadrilateral, que permiten una elección adecuada de la fase fallada.

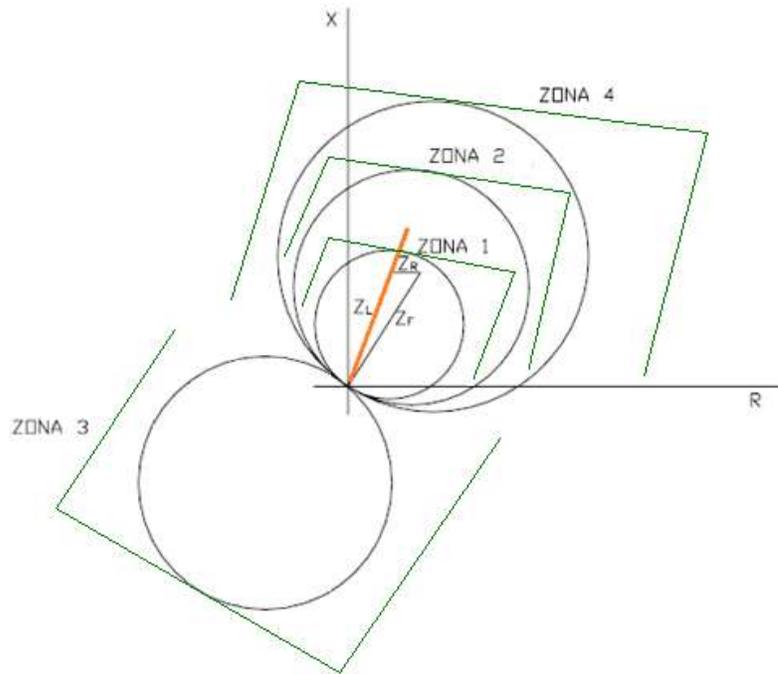


Figura 8.- Característica Cuadrilateral de los relevadores de distancia, con 3 Zonas hacia adelante, dos de ellas para disparo y otra para llaveo, y la Zona hacia atrás para bloqueo.

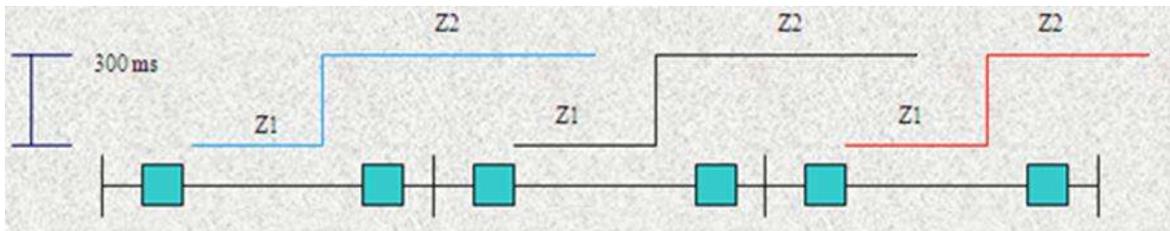


Figura 9.- Protección escalonada para Líneas de Transmisión

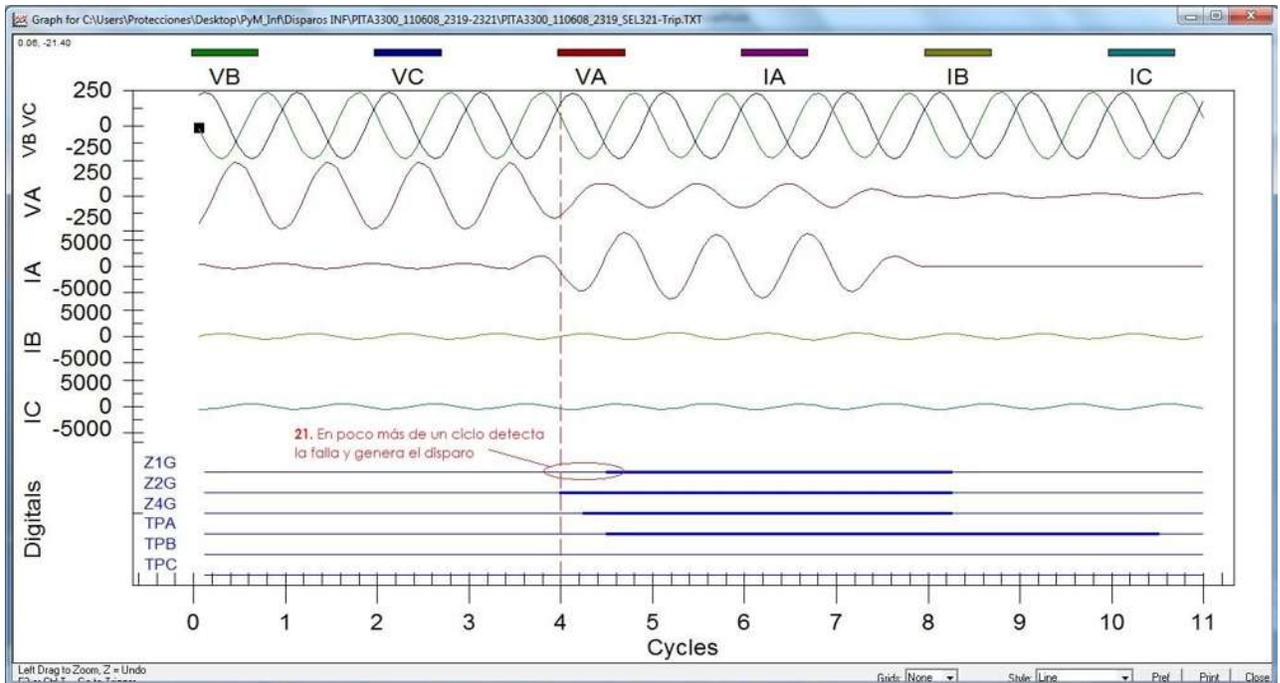


Figura 10.- Oscilograma de un relevador 21/21N que detectó una falla en la fase A en Zona 1 y en donde se observa que en alrededor de un ciclo (16 mSeg), determina la falla y genera disparo.

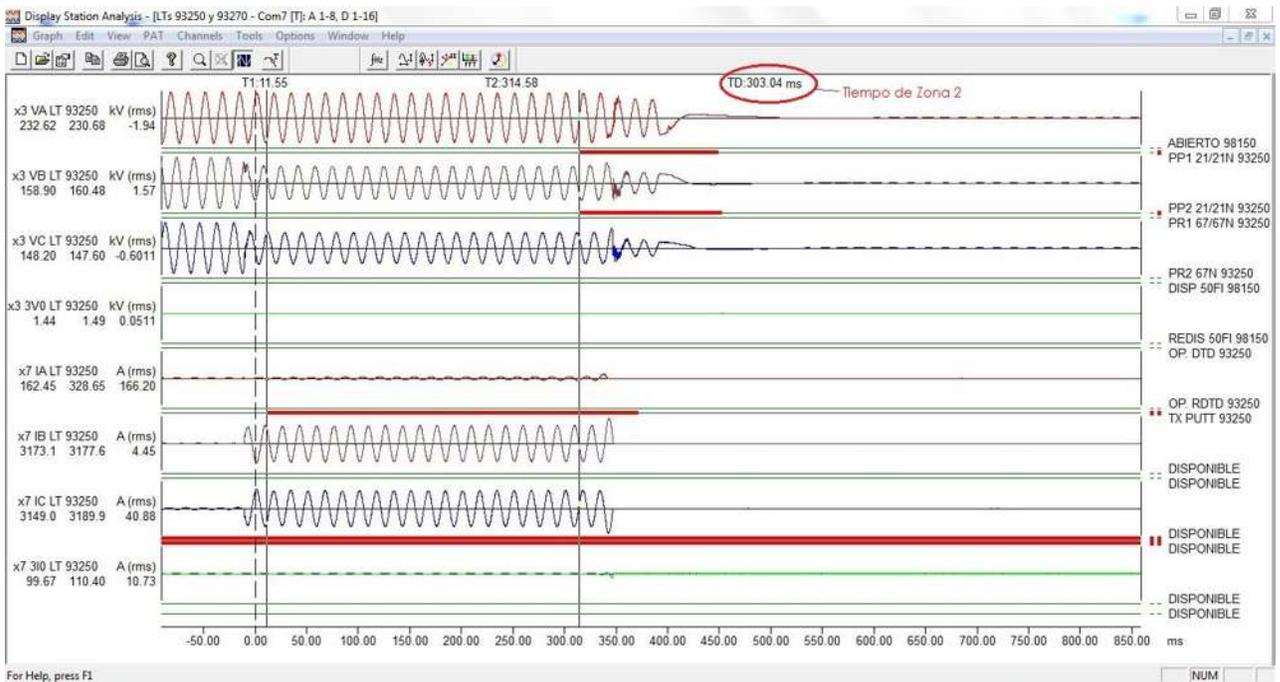


Figura 11.- Oscilograma de un relevador 21/21N mostrada por un Registrador de Disturbios, que detectó una falla en las fases B-C y fue librada en 18 ciclos, que es el tiempo de Zona 2 (300 mSeg).

3.5.2.2.- TELEPROTECCIÓN (ACELERACIÓN DE ZONA)

Una de las principales desventajas de los esquemas convencionales de distancia donde la Zona 1 protege sólo el 80% de la línea, lo cual deja el 20% restante al alcance de la Zona 2 con disparos con retrasos de 0.3 a 0.5 segundos, y en algunos sistemas de potencia no se puede soportar ésta situación porque se puede perder estabilidad.

Para eficientar la operación de los esquemas de protección y/o reducir los tiempos de libramiento de las fallas, se hace uso de canales de comunicaciones asociándolos a los esquemas de protección a los que llamamos Teleprotección. Los canales o medios de comunicación pueden ser de diversos tipos aunque generalmente en la actualidad se usa con mayor frecuencia la Fibra Óptica.

El esquema de Teleprotección que normalmente utilizamos es la de POTT (sobrealcance), la cual se explica con la siguiente figura:

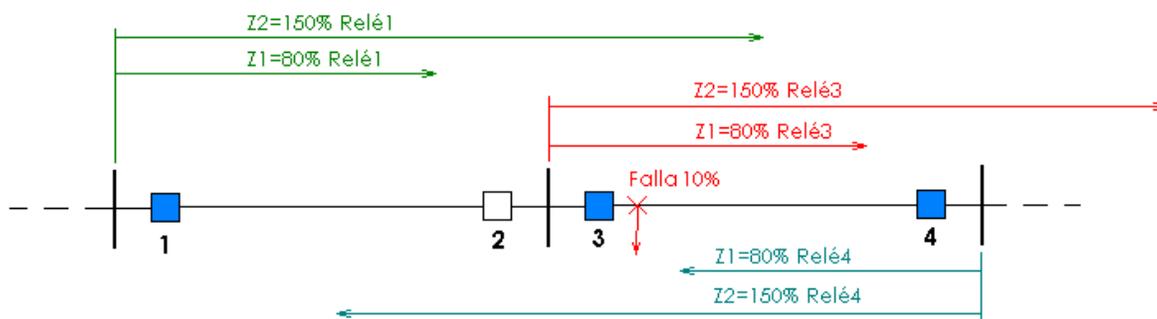


Figura 12.- Funcionamiento de un esquema de Teleprotección.

Ante una falla en la Línea 3-4, al 10% del Relevador 3, sucede lo siguiente:

- El relevador **1** ve la falla adelante en Zona 2, e inicia su conteo para disparar en 0.3 seg. El relé **2** se bloquea por Zona 3, al ver la falla hacia atrás.
- El relevador **4** no opera instantáneo por Zona 1, debido a que la falla se localiza después del 80% de su ajuste, pero arranca en Zona 2 e inicia su conteo para disparar en 0.3 seg.
- El relevador **3** dispara instantáneamente por Zona 1, y utiliza al mismo tiempo el esquema POTT, “avisando” al relé 4 que la falla está en su línea, mediante una Zona 4 hacia adelante con ajuste similar al de Zona 2 sin disparo, llamada “llaveo”.
- El relé **4**, al tener arrancada la Zona 2 y al recibir la indicación de POTT (“llaveo”) del relé **3**, dispara instantáneamente, sólo con el mínimo retraso del tiempo del canal de comunicación (20 mS), librándose la falla por Zona 2 + Comunicación.

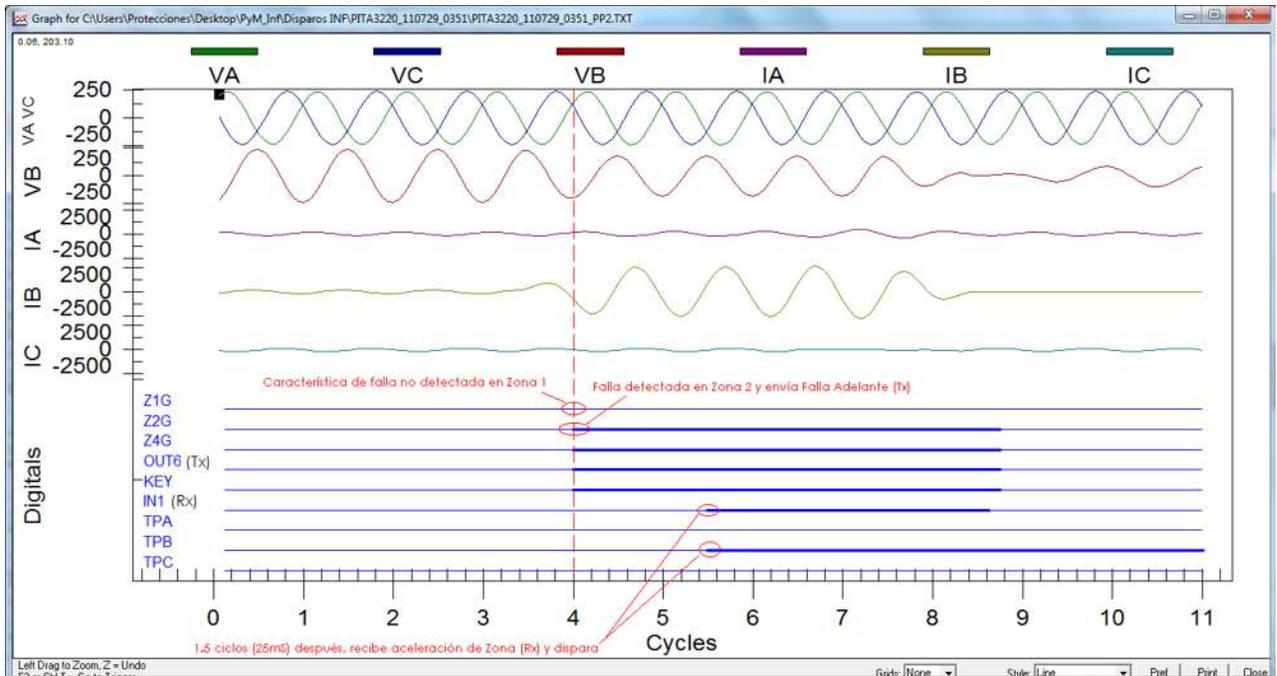


Figura 13.- Oscilograma de una falla en la fase B, librada en tiempo de Zona 2 + COMM

3.5.3.- PROTECCIÓN DE RESPALDO, DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67N)

La protección 67N es la más utilizada como respaldo en las Líneas de Transmisión y Subtransmisión, y funciona con la característica de Corriente – Tiempo que se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (Pick-up), y también se puede ajustar su tiempo de operación (Palanca) en función de la corriente que circula por el mismo.

Se basa en la medición de corriente y la determinación de la dirección del flujo de potencia de cortocircuito en el punto de ubicación de la protección. Es utilizado como Protección de Respaldo ya no se requiere que sea tan rápido, porque este relevador operará cuando la protección primaria 1 y/o 2 no operen, pero aun así debe de cumplir con ciertas especificaciones que cumplan con las normas establecidas.

Requiere de las señales de Voltaje para su polarización, lo que le da su característica de direccionalidad, ya que solamente opera para fallas vistas hacia adelante de la línea protegida. Su ajuste es con su corriente mínima de operación (Pick-up), se ajusta su tiempo de operación (Palanca) en función de la corriente que circula por el mismo a través de las curvas de tiempo inverso, sin olvidar ajustar su característica de direccionalidad.

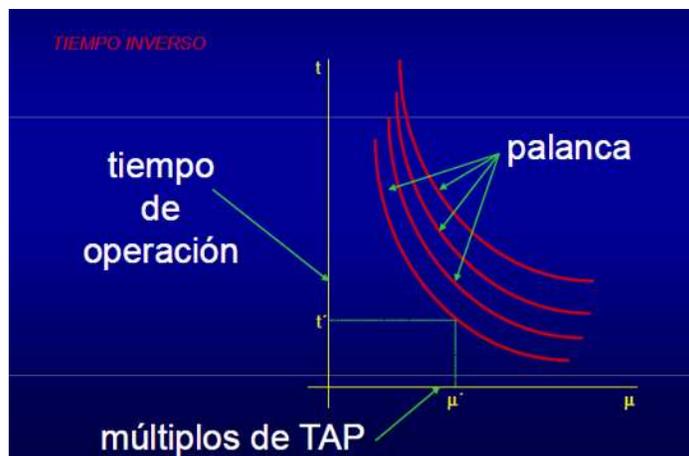


Figura 14.- Para coordinar los tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente direccional, se utilizan las curvas de tiempo inverso.

3.5.4.- DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR - DRM (79)

Como ya se mencionó, las Líneas en el Sistema Eléctrico Nacional son los elementos que están permanentemente expuestos a las condiciones climatológicas y artificiales y por lo tanto son más propensos a fallas, por ello, la implementación del DRM en líneas de transmisión de la red troncal de 400kV y 230kV ha representado una mejora en la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en virtud de que, estadísticamente, la mayor cantidad de fallas que se presentan en estas Líneas son del tipo monofásico y transitorio, generalmente causadas por fenómenos tales como incendios de maleza, quema de sembradíos, excrementos de aves sobre los aisladores, relámpagos y contaminación. Menos frecuentes son las fallas causadas por daños mecánicos de líneas, como son ruptura de conductor, conectores, etc.

Por lo tanto, si las condiciones de la red lo permiten, la continuidad y la transmisión de potencia pueden mantenerse desconectando sólo la fase fallada, durante un tiempo determinado, conocido como tiempo muerto del esquema DRM.

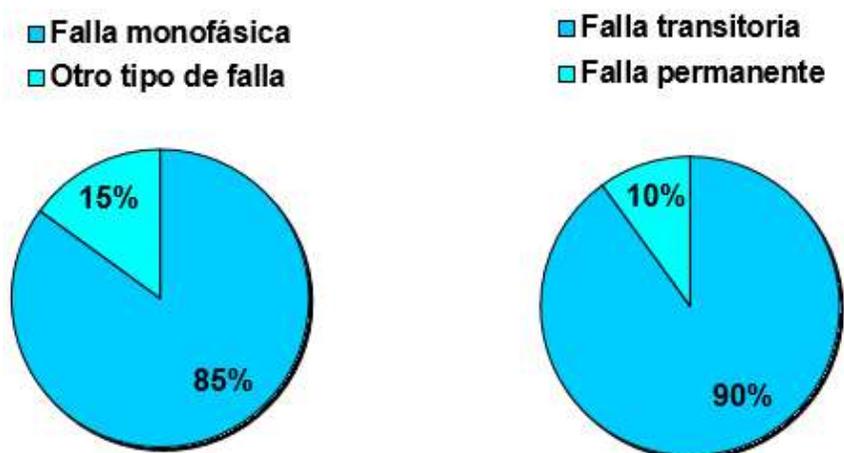


Figura 15.- Naturaleza de las fallas ocurridas en Líneas de Transmisión.

3.5.4.1.- OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE DRM

Al ocurrir una falla monofásica en la línea, el esquema de protección manda abrir los polos correspondientes a la fase fallada en cada extremo de la misma. Para lograr esto, el esquema de protección debe tener la capacidad de selección de la fase fallada, y los interruptores deben ser del tipo de apertura monopolar; en este momento, la transmisión de potencia a través de la línea se realiza por medio de las dos fases sanas, provocándose un desbalance en el sistema.

El tiempo mínimo de recierre está delimitado por el tiempo de desionización del arco secundario, y el tiempo máximo de recierre se define al realizar los estudios pertinentes de estabilidad.

Una vez transcurrido el tiempo ajustado al esquema, éste manda recerrar la fase abierta en el extremo de menor aportación de corriente de falla de la línea. Si no se detecta falla al recerrar el primer extremo, el esquema mandará recerrar el segundo extremo una vez transcurrido el tiempo de ajuste del relevador. A partir de este momento la línea vuelve a su condición normal de operación y empieza a transcurrir el tiempo de reposición del esquema, en el cual el medio de extinción del arco en el interruptor vuelve a su estado normal (**Tiempo de Reclamo**), y una vez transcurrido este tiempo de reposición, el esquema queda listo para iniciar una nueva secuencia de recierre.

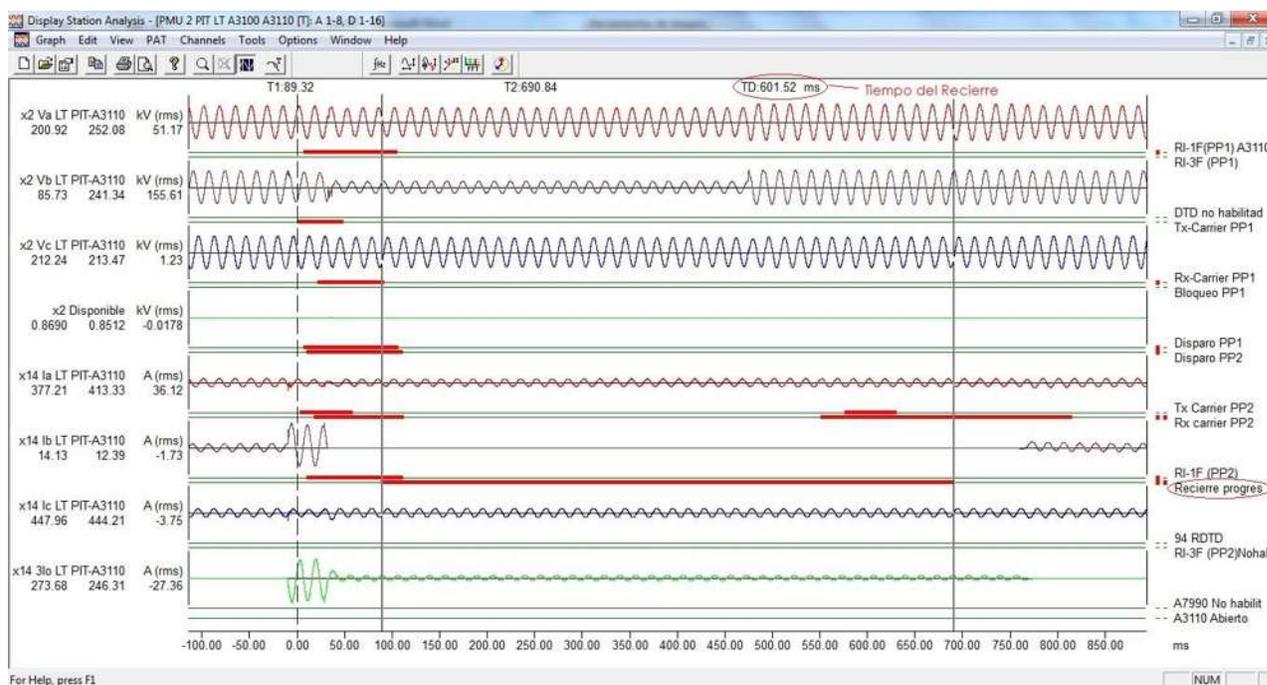


Figura 16.- Oscilograma de una falla con operación exitosa de Recierre.

Para lograr una óptima operación de un esquema DRM, es necesario realizar los siguientes estudios:

- Estudios de flujos de potencia para determinar las diferentes condiciones operativas de la red.
- Estudios de corto circuito para determinar las condiciones de desbalance durante el tiempo de una fase abierta.
- Estudios de estabilidad transitoria para determinar los tiempos máximos de recierre.
- Estudios de análisis transitorio para determinar el tiempo de extinción de arco secundario, y por tanto, el tiempo mínimo de recierre.
- Los tiempos mínimos de recierre estarán definidos por los estudios de extinción del arco secundario.
- Se deben revisar las protecciones que operan con corriente residual, a fin de confirmar que no operen con las corrientes de desbalance que se presentan durante las condiciones de polo abierto.

- Es necesario conocer los tiempos de operación de los interruptores, a fin de proponer tiempos de coordinación lo más cercanos posibles a la realidad.
- Los interruptores con mecanismos independientes por fase normalmente tienen una protección de discrepancia de polos, esto provoca el disparo de los tres polos si existe discrepancia entre los polos por un determinado tiempo, es importante considerar en los ajustes que el tiempo de la protección de discrepancia de polos exceda al ajuste del tiempo muerto del recierre.

3.6.- PROTECCIÓN POR FALLA DE INTERRUPTOR (50FI).

Como ya se mencionó, el equipo de protección está ayudado en la tarea de librar fallas por Interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se lo ordena, y también se mencionó que tenemos protecciones primarias y de respaldo, así, en caso de que no opere la protección primaria, la falla pueda ser librada por la de respaldo, pero: *¿Qué pasaría si el interruptor no abre al recibir la orden del relé?....*

La falla del interruptor puede ser el resultado de las siguientes condiciones:

- Pérdida de la alimentación de los circuitos de control.
- Falla de la protección o control asociados.
- Falla en el mecanismo del interruptor.
- Interrupción primaria insatisfactoria.

El compromiso del 50FI, es proveer un medio de protección de respaldo para abrir los interruptores en zonas adyacentes para liberar una falla en la zona primaria, cuando el interruptor primario no abre como debe al momento de alguna condición de falla.

Es lo que comúnmente conocemos como “Barrida de Bus” por 50FI, y cada interruptor en los niveles de 230kV y 400kV cuenta con uno de ellos. El esquema básico de un 50FI consta de un elemento de sobrecorriente y una entrada en la que se le indique al relevador que ha ocurrido un disparo por otra protección, esta protección puede ser el mismo relé primario o el de respaldo en la misma terminal y que opere bajo condiciones de falla para librarla; el uso de un timer en el esquema es con la finalidad de proporcionar un margen de seguridad al esquema, esto debido a que la operación del 50FI actúa sobre un relevador de contactos múltiples y reposición manual **86FI**, que a su vez envía la orden de apertura a todos los interruptores conectados en ese momento a la barra en la que se encuentra conectado el interruptor fallado, esto con el fin de poder liberar de manera completa la falla.

En la mayoría de los casos, el esquema de 50FI proporciona un segundo intento de disparo, llamado redisparo al interruptor fallado para dar una segunda oportunidad de abrir el interruptor antes de la barrida de bus. Este redisparo puede ser de forma instantánea o en algunas ocasiones es posible retardar su operación por algún timer. La siguiente figura ilustra la lógica del 50FI con redisparo:

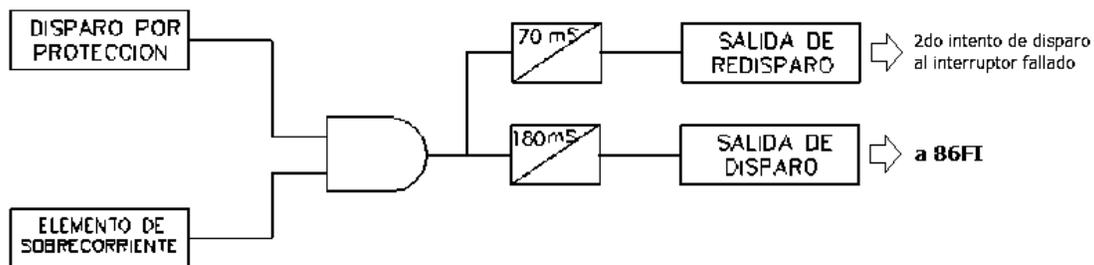


Figura 17.- Lógica de operación del 50FI con un segundo intento de apertura del interruptor (salida de redisparo) en 70mS, y salida de disparo al 86FI en 180 mS con la consecuente barrida de bus.

CAPÍTULO 4.- PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN UPP-93390-CRP

4.1.- ESQUEMA DE PROTECCIONES EN EL EXTREMO DE LA S.E. UPP

En la Subestación Uruapan Potencia se cuenta con el esquema normalizado, indicado en la Tabla 2:

EQUIPO	ANSI	MARCA	TIPO	OBSERVACIONES
PP1	85L-67N	SEL	421-5	Puesta en servicio en Nov/2012
PP2	21/21N-67N	SEL	421-5	Puesta en servicio en Oct/2014
PR	67N	SIEMENS	7SJ512	De origen año 2002
Falla Int.	50FI	SIEMENS	7SJ511	De origen año 2002, 3 int's. en anillo 230kV
EAR	79	SEL	279H	De origen año 2002
Medidor	MMF	ARTECHE	DM300	Puesta en servicio en May/2016

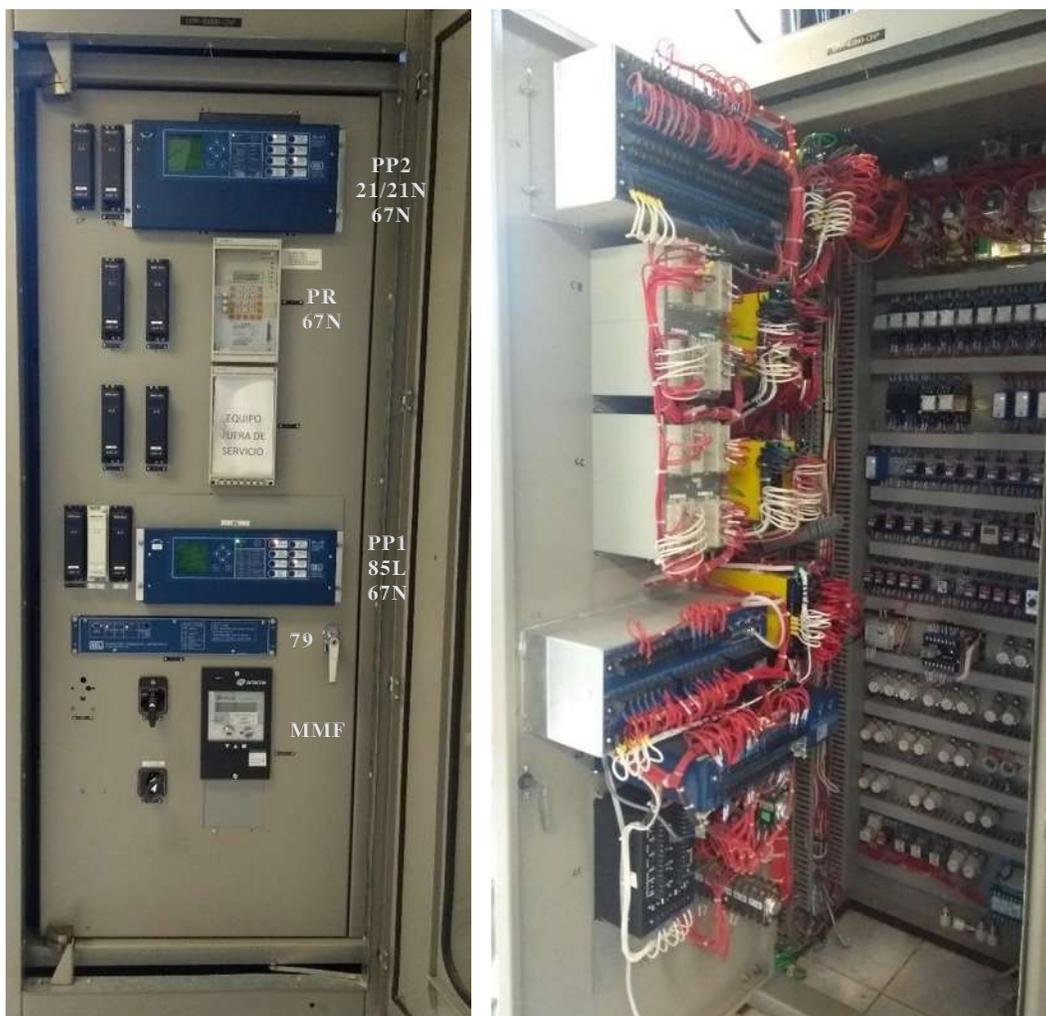


Figura 18.- Tablero de Protección y Medición de la L.T. UPP-93390-CRP, en el extremo de UPP.

Los ajustes se calculan, como ya se comentó, en base a los “CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE PROTECCIONES PARA LINEAS DE TRANSMISION, SUBTRANSMISION Y CABLES DE POTENCIA”, con la consideración de ser una Línea de Transmisión larga (> 40km) con el apoyo del programa MATHCAD, y para los análisis de cortocircuito con el programa ASPEN, y se ajustan en valores secundarios, por lo que realizando la conversión de la impedancia primaria ya mencionada que tiene la línea, se tienen los ajustes:

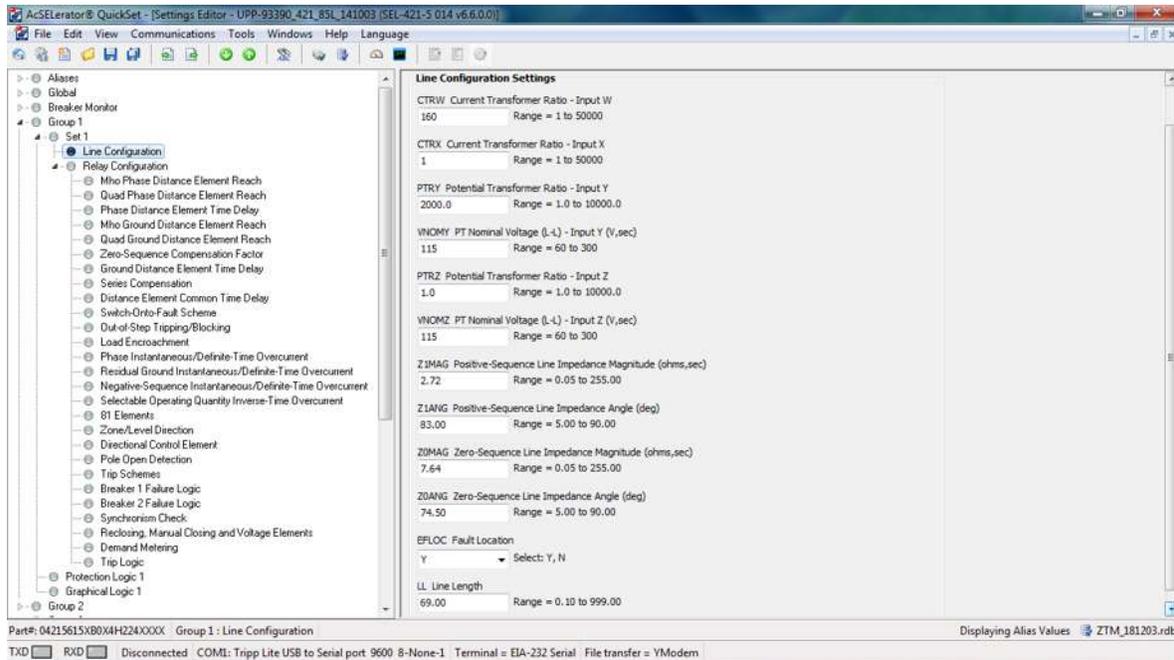


Figura 19.- Ajustes de la PP1-85L vistos por el Software AcSELEator (para relés SEL) para la L.T. UPP-93390-CRP, en UPP, los cuales son similares para la PP2-21/21N.

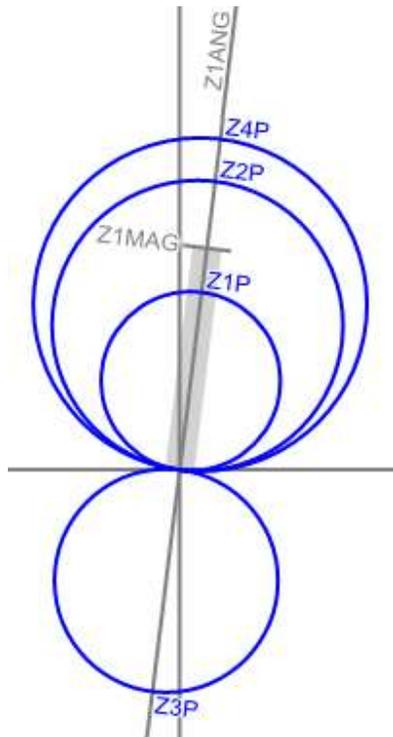


Figura 20.- Diagrama obtenido del AcSELEator que muestra la Impedancia MHO ajustada en los relevadores PP1 y PP2 en la S.E. UPP, para la L.T. UPP-93390-CRP, cuyos valores son:

Impedancia de la Línea: $2.72 \Omega\text{sec}$, 83.0° , $\text{RTC}=800/5$, $\text{RTP}=2000/1$

Zona 1 = $2.18 \Omega\text{sec}$ que corresponden a un alcance del 80% de la impedancia de la línea con Disparo instantáneo hacia adelante, y un ajuste Resistivo $R1 = 3.27 \Omega\text{sec}$.

Zona 2.- $3.54 \Omega\text{sec}$ para llaveo de la Teleprotección, que corresponde al 130% de la impedancia de la línea sin retardo y sin disparo, y un ajuste Resistivo $R2 = 5.50 \Omega\text{sec}$.

Zona 3.- $2.72 \Omega\text{sec}$ de bloqueo hacia atrás con un alcance del 100% de la impedancia de la línea sin retardo y sin disparo, y un ajuste Resistivo $R3 = 5.80 \Omega\text{sec}$.

Zona 4.- $4.06 \Omega\text{sec}$ que es el 100% de la impedancia de la propia línea más el 50% de la impedancia en paralelo de los bancos CRP-AT1 y CRP-AT2, con Disparo temporizado de 18 ciclos (300 milisegundos) y alcance Resistivo $R4 = 5.50 \Omega\text{sec}$.

Para la protección de respaldo 67N en la S.E. UPP, de igual manera se realizan corridas de cortocircuito en el programa ASPEN, y del análisis resulta un Pick-up de 1.95 Amperes secundarios, Palanca de 0.1 y una Curva Normalmente Inversa.



Figura 21.- Curva de operación 67N en la S.E. UPP, obtenido del programa Mathcad.

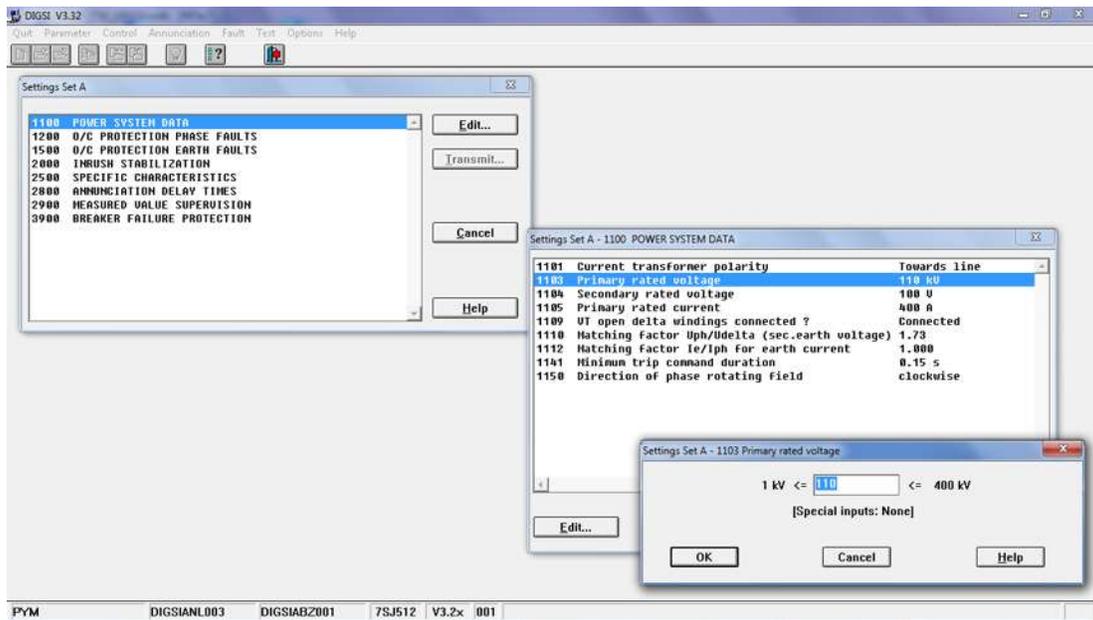


Figura 22.- Software DIGSI V3.32 para relevadores SIEMENS.

Para la protección 50FI en la S.E. UPP, de igual manera se realizan corridas de cortocircuito en el programa ASPEN, y del análisis resulta un Pick-up de 2.1 Amperes secundarios, un Redisparo instantáneo, y un Disparo al 86FI de 180 milisegundos. Los 50FI de los interruptores que conforman el anillo en 230kV de la S.E. UPP tienen el mismo ajuste.

4.2.- ESQUEMA DE PROTECCIONES EN EL EXTREMO DE LA S.E. CRP

En el año 2013 en la Subestación Carapan Potencia se modernizaron los esquemas de protección de todas las bahías de 230kV, instalándose una Caseta Integral marca SEL, por lo que se cuenta con el esquema normalizado de la línea CRP-93390-UPP, indicado en la Tabla 3:

EQUIPO	ANSI	MARCA	TIPO	OBSERVACIONES
PP1	85L-67N	SEL	421-5	
PP2	21/21N - 67N - 79	SEL	421-4	Función de recierre
Falla Int.	50FI	SEL	351	
Medidor	MMF	SEL	734	



Figura 23.- Tablero de Protección de la L.T. CRP-93390-UPP, en el extremo de CRP.

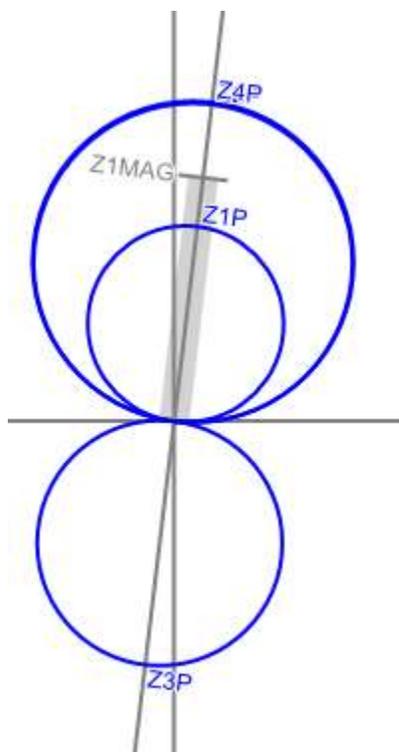


Figura 24.- Diagrama obtenido del AcSELErator que muestra la Impedancia MHO ajustada en los relevadores PP1 y PP2 en la S.E. CRP, para la L.T. CRP-93390-UPP, cuyos valores son:

Impedancia de la L.T.: $4.09 \Omega\text{sec}$, 83.0° , $\text{RTC}=1200/5$, $\text{RTP}=2000/1$

Zona 1 = $3.27 \Omega\text{sec}$ que corresponden a un alcance del 80% de la impedancia de la línea con Disparo instantáneo hacia adelante, y un ajuste Resistivo $R1 = 6.00 \Omega\text{sec}$.

Zona 2.- $5.32 \Omega\text{sec}$ para llaveo de la Teleprotección, que corresponde al 130% de la impedancia de la línea sin retardo y sin disparo, y un ajuste Resistivo $R2 = 8.50 \Omega\text{sec}$.

Zona 3.- $4.09 \Omega\text{sec}$ de bloqueo hacia atrás con un alcance del 100% de la impedancia de la línea sin retardo y sin disparo, y un ajuste Resistivo $R3 = 8.50 \Omega\text{sec}$.

Zona 4.- $5.36 \Omega\text{sec}$ que es el 100% de la propia línea más el 50% de la impedancia del banco UPP-AT1 por tener la impedancia más pequeña en el bus remoto, con Disparo temporizado de 18 ciclos (300 milisegundos) y alcance Resistivo $R4 = 8.50 \Omega\text{sec}$.

La función 67N en la S.E. CRP tiene un ajuste de: 1.75 Amperes secundarios, Curva U1, palanca 1.10.

El relevador 50FI en la S.E. CRP tiene un ajuste de: 3.5 Amperes secundarios, un Redisparo en 3 ciclos (50 mSeg) y Disparo al 86FI en 10 ciclos (166 mSeg).

Como ya se comentó, actualmente los relevadores son capaces de realizar múltiples funciones a la vez y está normado, y por ello la protección de respaldo 67N queda dentro de los relevadores PP1 y PP2, y la función de Recierre es realizada por el relevador PP2 en la S.E. CRP.

4.3.- DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR DE LA L.T. UPP-93390-CRP

Se tiene un esquema de recierre monopolar en la L.T. UPP-93390-CRP, y el extremo que recierre primero en nuestro caso es el de menor aportación de corriente de falla de la línea, que sería primero cerrar el extremo de la S.E. UPP y después el de la S.E. CRP. La secuencia de operación se describe a continuación:

En la S.E. URUAPAN POTENCIA se cuenta con un arreglo en anillo para la L.T. UPP-93390-CRP y los bancos de transformación UPP-AT1 y UPP-AT2 como se ilustró en el Diagrama 1; los interruptores para la L.T. UPP-93390 son UPP-98920 y UPP-98290. El esquema de recierre se habilita únicamente sobre el interruptor UPP-98290.

En la S.E. CARAPAN POTENCIA se cuenta con un arreglo de Bus 1 y Bus de Transferencia con interruptor propio para cada bahía, como se ilustró en el Diagrama 2, por lo que el esquema de recierre se habilita sobre el interruptor CRP-93390.

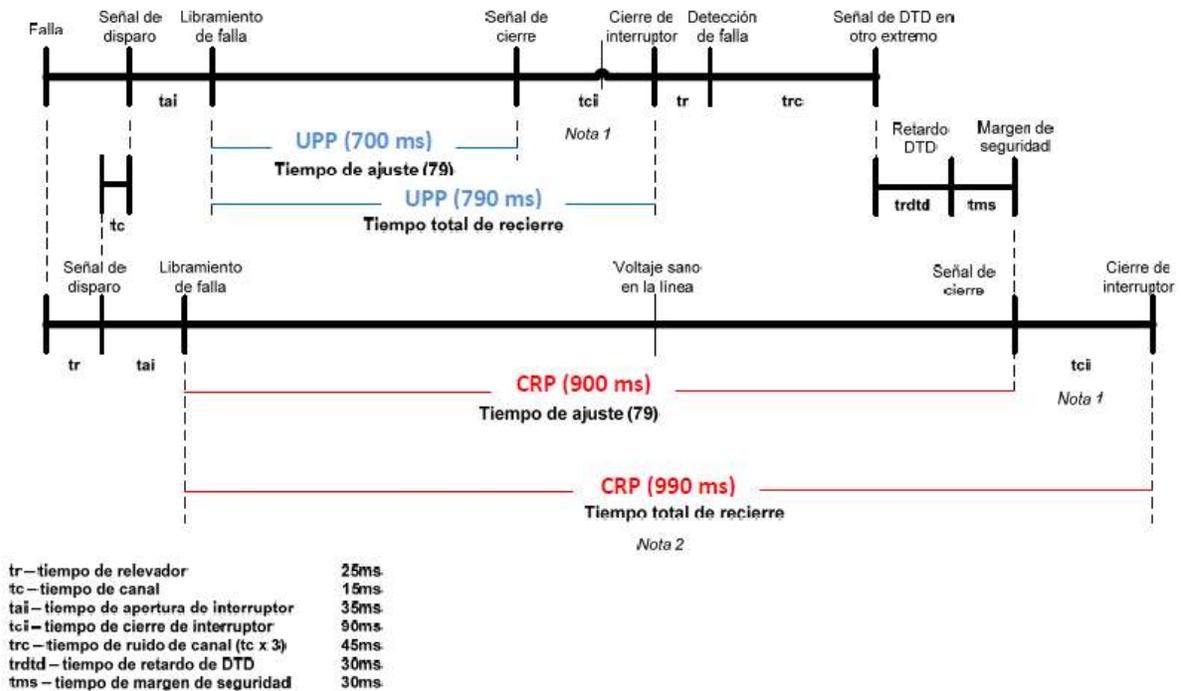
Para habilitar y deshabilitar el recierre en la S.E. UPP se tiene un conmutador local con dos posiciones (0-Bloqueado / 1-En servicio) y además está preparado para que se pueda realizar esta operación remotamente a través del control supervisorio por la ZOTCO, siempre y cuando se tenga el conmutador local en la posición “En servicio”. En la S.E. CRP esta acción de Bloqueo/En servicio se realiza a través de los botones del propio relevador que realiza la función de recierre, y también remotamente lo realiza la ZOTCO.

Si el recierre está Bloqueado, se tiene una señal que informa esta condición por medio del control supervisorio a la ZOTCO, y si ocurriera una falla monofásica, bifásica o trifásica en la línea en este estado de Bloqueo, entonces los interruptores CRP-93390, UPP-98920 y UPP-98290 abrirán en forma tripolar por medio de las protecciones primarias o de respaldo.

Si el recierre está Habilitado (En servicio) y ocurre una falla bifásica o trifásica, entonces los interruptores CRP-93390, UPP-98920 y UPP-98290 abrirán en forma tripolar, pero si la falla es sólo de una fase a tierra, entonces el interruptor UPP-98920 abrirá en forma tripolar y los interruptores UPP-98290 y CRP-93390 abrirán únicamente el polo de la fase fallada; en este momento se arranca el esquema de recierre y después del tiempo programado de **700 mS**, el relevador 79 dará el orden para cerrar el polo abierto primero al interruptor UPP-98290 y 200 mS después cierra el extremo CRP-93390 (tiempo ajustado en CRP = **900 mS**).

Si se da el caso de una falla monopolar permanente (caída de conductor, de torre, etc), entonces el interruptor UPP-98290 cierra bajo falla, pero la protección detecta inmediatamente esta falla, y abren entonces en ese momento las dos fases cerradas y se manda un disparo transferido directo (DTD) para que el otro extremo de la línea (CRP-93390) abra también sus dos polos que permanecían cerrados.

El tiempo de reclamo del relevador 79 es de **30 seg**, y este tiempo se inicia después de que el relevador da la orden de recierre al polo fallado del interruptor, y en caso de que el polo fallado cierre bajo falla o se presente nuevamente una falla antes de que finalice el tiempo de reclamo, el esquema se comportará como Bloqueado hasta que finalice este tiempo de reclamo.



Tiempo de recierre Int. UPP-93390 > tiempo de extinción de arco y > tiempo de maniobra

Tiempo de recierre Int. CRP-93390 < tiempo máximo por estabilidad, voltaje, disparidad de polos o 67N

Figura 25.- Diagrama de tiempo del recierre secuencial de la L.T. UPP-93390-CRP

CAPÍTULO 5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas y tomar acciones correctas ante ellas, pero siendo indeseables estas fallas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar, pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva.

5.2.- RECOMENDACIONES

Para lograr esa certeza de que los relevadores de protección operen de manera correcta ante la ocurrencia de una falla, se hace necesario tener un adecuado análisis y cálculo de los ajustes que se deben programar.

Los cálculos se realizan con el apoyo del software ASPEN, el cual cuenta con la base de datos actualizada de los elementos que conforman del Sistema Eléctrico Nacional con los ajustes de las protecciones, y es actualizado permanentemente en coordinación entre los diferentes procesos de la CFE; en éste se hacen simulaciones de fallas en toda la red asociada y se calculan los ajustes necesarios para atender dichas fallas.

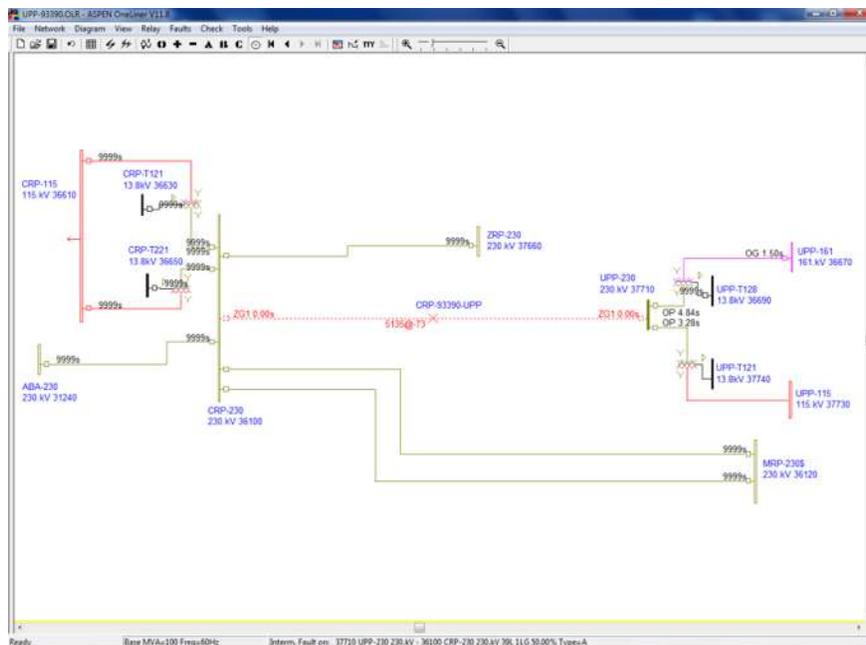


Figura 26.- Diagrama ilustrativo del software ASPEN para una falla en la L.T. UPP-93390-CRP

De igual manera es necesario probar periódicamente los relevadores de protección, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales, y estas simulaciones se pueden lograr empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla, los cuales también en la actualidad son equipos digitales capaces de reproducir eventos de falla obtenidos de registradores de disturbios o de las propias protecciones digitales; en el caso del Sector Uruapan de la Zona de Transmisión Michoacán se cuenta, entre otros, con un equipo de prueba digital marca Doble modelo F6150.



Figura 27.- Pruebas a relevadores de protección con equipo digital Doble-F6150

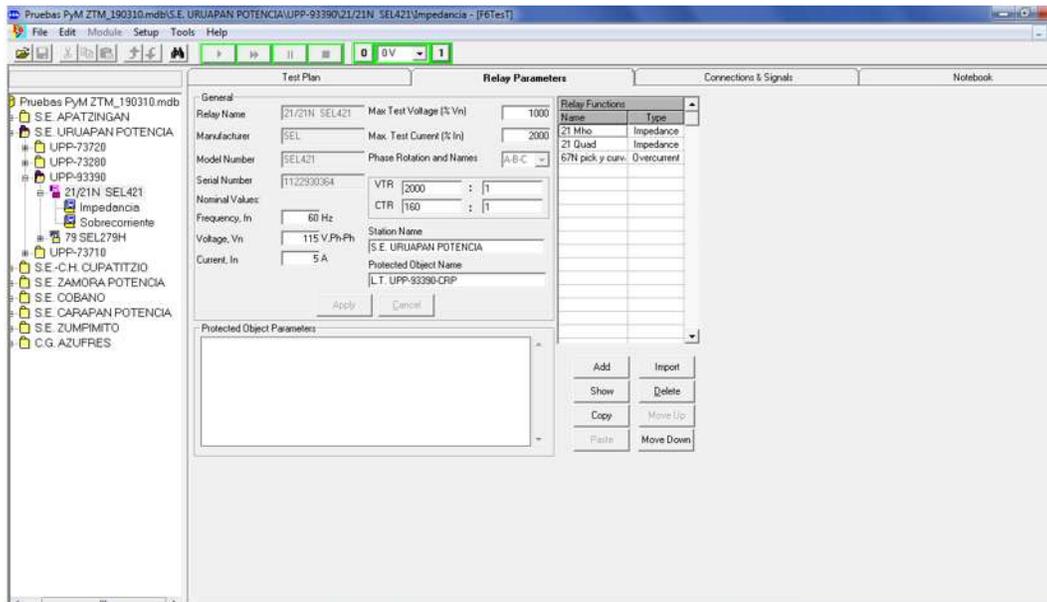


Figura 28.- Software F6Test para operación del equipo de prueba Doble-F6150, en donde ilustra la programación para iniciar las pruebas a los relevadores de protección

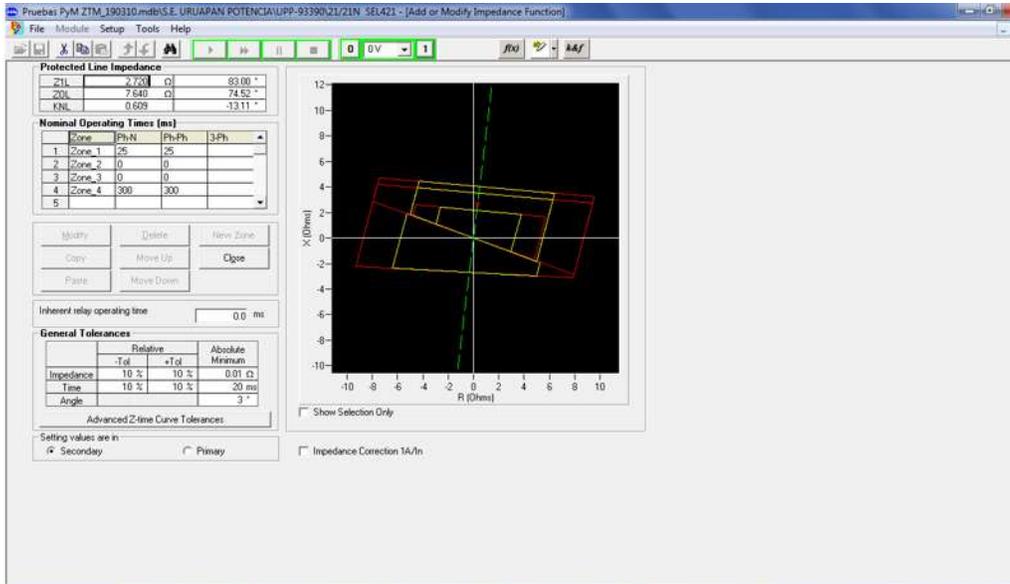


Figura 29.- Software F6Test para operación del equipo de prueba Doble-F6150, en donde ilustra la programación y característica cuadrilateral para prueba de función de impedancia

Estas pruebas se realizan siguiendo los documentos emitidos por la Subdirección de Transmisión como la PROT-0003 “GUÍA DE MANTENIMIENTO DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, CONTROL Y SUPERVISIÓN, Y EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PRUEBA”, así como los Procedimientos e Instructivos Operativos para cada función de Protección y Medición, los cuales se encuentran dentro del portal informático de Calidad interno de CFE: “achiever plus”.

Otro aspecto importante a considerar, es mantener actualizada y en buen estado de conservación la información como los Diagramas y Listas de Cables, que son los que nos indican como opera el esquema completo de Protección y Medición.

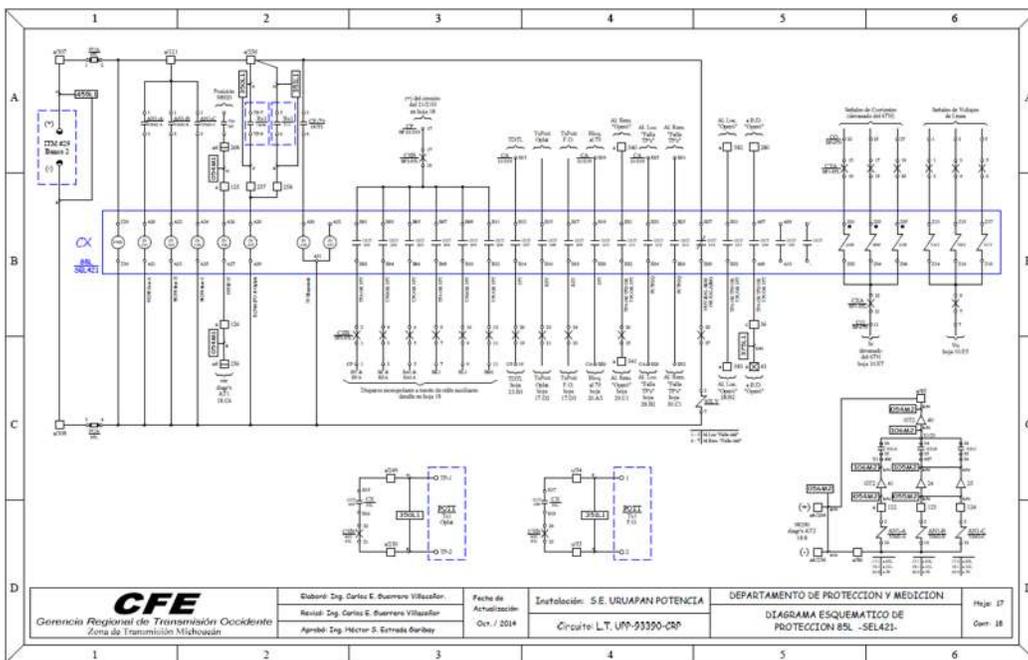


Figura 30.- Diagrama actualizado de la protección 85L de la L.T. UPP-93390-CRP, en la S.E. UPP

BIBLIOGRAFÍA

- El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores, C. Russell Mason, C.E.C.S.A.
- Manual “Curso de Protección de Líneas de Alta Tensión”, CENAC-Occ, Ago/2005.
- Manual “Curso de Protección de Líneas de Extra Alta Tensión”, CENAC-Occ, Nov/2006.
- Especificación CFE G1000-65 “Esquemas normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión”, Junta de Delegados para la Normalización en CFE.
- “Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia”, Subdirección de Transmisión, Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control, Gerencia de Protecciones.
- Procedimiento PROT-0003 “Guía de mantenimiento de esquemas de Protección, Medición, Control y Supervisión, y Equipos de Medición y Prueba”, Subdirección de Transmisión, Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control.