

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN CENTROS INDUSTRIALES.

**ING. HENRY E. CESPEDES CUELLAR
JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

2011

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN CENTROS INDUSTRIALES.

**ING. HENRY E. CESPEDES CUELLAR
JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingenieros Electricistas**

**DIRECTOR:
ING. LUIS EDUARDO RUEDA RINCON**

**UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRONICA
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.**

2011

Cartagena de Indias D.T y C, Julio del 2011.

Señores:

**COMITÉ CURRICULAR
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
Facultad de Ingenierías
Cartagena**

Apreciados señores:

Luego de revisar el trabajo de grado titulado “**Coordinación de Protecciones en Centros Industriales**”, realizado por los estudiantes HENRY EDUARDO CESPEDES CUELLAR y JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ; considero que cumple con los objetivos propuestos, por lo que estoy de acuerdo en presentarlo formalmente para su calificación y así los estudiantes puedan optar por el título de Ingenieros Electricistas.

Atentamente,

**ING. LUIS EDUARDO RUEDA RINCON.
DIRECTOR DE PROYECTO.**

Cartagena de Indias D.T y C, Julio del 2011.

Señores:

**COMITÉ CURRICULAR
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
Facultad de Ingenierías
Cartagena**

Apreciados señores:

La presente tiene como objeto presentarles a ustedes, para que sea puesto en consideración, el estudio y aprobación del trabajo de grado “**Coordinación de Protecciones en Centros Industriales**”, elaborado por: HENRY EDUARDO CESPEDES CUELLAR y JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ; el cual fue realizado cumpliendo con las pautas establecida por la universidad para así optar por el título de Ingenieros Electricistas.

Atentamente,

HENRY E. CESPEDES C.
C.C 77'091.875 de Valledupar

JORGE E. GONZALEZ D.
C.C 1.143'331.301 de Cartagena

Cartagena de Indias D.T y C, Julio del 2011.

AUTORIZACION

Yo, **HENRY EDUARDO CESPEDES CUELLAR**, identificado con la cedula de ciudadanía # **77'091.875** de Valledupar, autorizo a la **Universidad Tecnológica de Bolívar** para el uso de mi trabajo de grado titulado "**Coordinación de Protecciones en Centros Industriales**" y para su publicación en el catalogo Online de su biblioteca.

Atentamente,

HENRY EDUARDO CESPEDES CUELLAR

C.C 77'091.875 de Valledupar

Cartagena de Indias D.T y C, Julio del 2011.

AUTORIZACION

Yo, **JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ**, identificado con la cedula de ciudadanía # **1.143'331.301** de Cartagena, autorizo a la **Universidad Tecnológica de Bolívar** para el uso de mi trabajo de grado titulado "**Coordinación de Protecciones en Centros Industriales**" y para su publicación en el catalogo Online de su biblioteca.

Atentamente,

JORGE ENRIQUE GONZALEZ DIAZ

C.C 1.143'331.301de Cartagena

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cartagena de Indias D.T y C, Julio de 2011

Dedicatoria

A mi familia y amigos gracias por el
Apoyo brindado para mi crecimiento
Personal y profesional.

Henry C.

Cartagena de Indias D.T y C, Julio de 2011

Dedicatoria

A mi familia y amigos gracias por el
Apoyo brindado para mi crecimiento
Personal y profesional.

Jorge G.

AGRADECIMIENTOS

Les damos gracias a nuestras familias a las que llevamos en el corazón, a todo el grupo de ingenieros de Omega Controls Ltda y Cabot SA Inc., por colaborarnos en el desarrollo de este documento y brindarnos la información necesaria para fundamentarlo. A todos nuestros amigos, compañeros de clases y docentes que nos acompañaron por el camino para cumplir esta meta y las venideras, a los que deseamos muchísimos éxitos en lo personal y profesional. En especial al ingeniero LUIS EDUARDO RUEDA RINCON que nos ayudó con su clara y precisa orientación. Por último y no menos importantes a todas aquellas personas que no mencionamos y que de una manera u otra nos han ayudado en el transcurso de nuestras vidas...

Muchas Gracias

CONTENIDO

INDICE DE FIGURAS	13
INDICE DE TABLAS	13
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	16
1.3 VENTAJAS DE REALIZAR COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA INDUSTRIA.	17
2. CORTOCIRCUITOS Y TÉCNICAS DE MITIGACIÓN.	18
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CORTOCIRCUITOS.	19
2.1.1 Según localización.	19
2.1.2 Según su duración.	20
2.1.3 Causas comunes de cortocircuitos.	20
2.1.4 Efectos de los cortocircuitos en la instalación eléctrica.	21
2.2 TÉCNICAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.	22
2.2.1 LIMITACIÓN.	22
2.2.2 FILIACIÓN.	25
2.2.3 SELECTIVIDAD.	27
3. ESTRATEGIAS PARA COORDINAR PROTECCIONES ELÉCTRICAS.	36
3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN PARA HACER UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES.	37
3.2 PROTECCIONES DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.	40
3.3 CUADRO DE PROTECCIONES DEL SISTEMA.	44
3.4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA PARA SELECCIÓN DE CAPACIDAD DE INTERRUPTORES.	48
3.5 TIEMPOS MÁXIMO PARA DESPEJAR FALLAS.	51
3.6 APLICACIÓN DE TÉCNICAS SEGÚN ZONA NIVEL DE TENSIÓN O EQUIPOS.	54
3.7 AJUSTE DE PROTECCIONES.	57
3.7.1 Función 50, relé de sobrecorriente instantánea.	58
3.7.2 Función 51, relé de sobrecorriente temporizada.	59

3.7.3	Funciones 27 y 59, relés de subtensión y sobretensión.....	61
3.7.4	Funciones 49 y 38, relé de sobrecarga.....	61
3.7.5	Función 87, relé diferencial.....	62
4.	CASOS DE ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.	66
4.1	CASO: SUBESTACIÓN DE LA TORRE DE AGUA ENFRIANTE TAE1.....	66
4.1.1	AJUSTE DE PARÁMETROS DE PROTECCIÓN TEMPORIZADA (51).....	68
4.1.2	AJUSTE DE PARÁMETROS DE PROTECCIÓN INSTANTANEA (50).....	76
4.1.3	CUADROS DE PROTECCIONES.....	79
5.	RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.	82
5.1	RECOMENDACIONES.....	82
5.2	CONCLUSIONES.....	84
6.	BIBLIOGRAFÍA.	86

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Forma típica de I_{CC}	19
Figura 2.	Limitación de corriente I_{CC}	22
Figura 3.	Limitación de cortocircuito y del esfuerzo térmico	23
Figura 4.	Curva de limitación interruptores filiales y tensiones de arco en apertura	25
Figura 5.	Programación de selectividad amperimétrica	27
Figura 6.	Umbrales de selectividad amperimétrica	29
Figura 7.	Curvas temporizadas para selectividad cronométrica	30
Figura 8.	Escalonamiento lógico de interruptores	31
Figura 9.	Configuración de relés de corriente diferencial para selectividad vertical	33
Figura 10.	Configuración de relés de corriente diferencial para selectividad horizontal	35
Figura 11.	Diagrama de protecciones	45
Figura 12.	Diagrama unifilar	45
Figura 13.	Sistema de potencia implementado en Digsilent ®	49
Figura 14.	Sistema eléctrico protegido adecuadamente	52
Figura 15.	Sistema eléctrico inestable por no actuación de las protecciones	52
Figura 16.	Usos recomendados de la selectividad por zonas en una subestación	55
Figura 17.	Curva de operación de relé de sobrecorriente instantánea	58
Figura 18.	Curva de operación de relé de sobrecorriente temporizada	60
Figura 19.	Implementación de protección diferencial	62
Figura 20.	Ajuste interno para igualar la fase y magnitud de las corrientes diferenciales	63
Figura 21.	Modelo de la subestación TAE 1 con cálculos de cortocircuito	66
Figura 22.	Protecciones coordinadas de motores GW CT 1401, Interruptor MCC QT1 y lado BT del transformador TR PC A	79
Figura 23.	Protecciones coordinadas de motores GW 1401, transformador TR PC A en AT y el Interruptor de la barra del Switchgear barra A	80
Figura 24.	Protecciones coordinadas desde 0.48kV hasta la barra de 4,16kV	81

INDICE DE TABLAS

Cuadro 1.	Tipos de cortocircuito según su duración	20
Cuadro 2.	Causas comunes de cortocircuito	20
Cuadro 3.	Mitigación de efectos de los CC usando limitación	24
Cuadro 4.	Tiempos normalizados de equipos de protección diferencial	34
Cuadro 5.	Protecciones de acometidas y barras	40
Cuadro 6.	Protecciones de generador	41
Cuadro 7.	Protecciones de transformadores	41
Cuadro 8.	Punta de conexión de transformadores tipo sumergido en MT	42
Cuadro 9.	Punta de conexión de transformadores tipo seco en MT	42
Cuadro 10.	Protecciones para bancos de condensadores	43
Cuadro 11.	Protecciones para motores síncronos y asíncronos	43
Cuadro 12.	Datos de cortocircuito de la barra SWG1	50
Cuadro 13.	Empleo de la selectividad según equipo a proteger	56
Cuadro 14.	Tabla de curvas de la protección por sobrecorriente temporizada	59
Cuadro 15.	Resumen de valores de cortocircuito de la S/E TAE 1	67
Cuadro 16.	Resumen de valores de ajuste de las protecciones para la S/E TAE 1	78

RESUMEN

Aunque muchas empresas del sector industrial planifican y realizan adecuaciones periódicamente a sus sistemas eléctricos, aun así, estas empresas presentan fallas eléctricas graves e incluso apagones generales en sus instalaciones como consecuencia de cortocircuitos menores que se hubiesen podido despejar desde el cuadro de distribución local a la falla.

Por tal razón, durante el desarrollo de este documento se trataran temas concernientes para mitigar el efecto de este tipo de fallas de los sistemas de distribución eléctricos, mediante el empleo de técnicas de coordinación de protecciones eléctricas tales como la filiación, limitación, selectividad, selectividad total y los estudios previos necesarios como lo son los estudios de cortocircuito mínimo y máximo para determinar las técnicas a implementar en dicho sistema.

También se documenta como combinando estas técnicas de protección se pueden lograr sistemas eléctricos técnicamente confiables y económicamente viables para la empresa que requieran una implementación de estas técnicas.

Por último se mostraran dos casos de estudio, en donde se realizaran mediante software las simulaciones de estos sistemas, modelando el comportamiento de estos ante fallas eléctricas, posterior a esto se modificará el modelo del sistema eléctrico, empleando las técnicas de coordinación de protecciones anteriormente descritas y se someterán al mismo protocolo de falla inicial para apreciar las mejoras obtenidas en el sistema después de la implementación de estas técnicas en el modelo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y evaluar las técnicas recomendadas por las normas internacionales para realizar coordinación de protecciones e indicar estrategias para realizar implementación de las mismas.

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recopilar las diferentes técnicas usadas para coordinar protecciones eléctricas a nivel industrial.
- Identificar parámetros y condiciones claves para ajustar los equipos de protecciones eléctricas.
- Indicar procedimientos que faciliten la implementación y el ajuste de sistemas de protección eléctricas.
- Aplicar las estrategias para coordinación de protecciones en forma simulada en dos sistemas eléctricos industriales con al menos dos niveles de tensión.
- Documentar el desarrollo del proyecto.

1.3 VENTAJAS DE REALIZAR COORDINACION DE PROTECCIONES EN LA INDUSTRIA.

Realizar este tipo de implementaciones después de construido un sistema eléctrico industrial suele requerir inversiones de tiempo y dinero considerables debido a las múltiples modificaciones de tipo eléctrico e incluso civil que se deben hacer a las instalaciones.

Sin embargo las industrias no pueden desconocer la reglamentación vigente que las obliga a la protección del personal, el medio ambiente y a sus instalaciones, además las empresas del sector industrial también deben tener en cuenta que los fallos de energía que interfieren con su producción les generan muchas pérdidas e incumplimientos que pueden ser penalizados por sus clientes.

Por tal razón, una implementación de coordinación de protecciones eléctricas usando algunas de las estrategias propuestas en este documento pueden ayudar a encontrar ese equilibrio entre lo técnico y lo económico, del cual el gran beneficiario será la empresa que podrá ver su inversión reflejada en:

- Mínimos daños a equipos y circuitos eléctricos.
- Menos cantidad de equipos parados después de un evento de falla.
- Se evitan daños al público, al personal de operación, al medio ambiente y por último a la imagen corporativa.
- Se mantiene un alto grado de la confiabilidad del suministro eléctrico.
- Se minimizan los efectos residuales de las fallas cuando se presentan.
- Se reducen las pérdidas económicas ocasionadas por salidas de servicio no programadas de la planta.

2. CORTOCIRCUITOS Y TÉCNICAS DE MITIGACIÓN.

En este capítulo se podrán encontrar las técnicas más comunes a nivel industrial y recomendadas de acuerdo a la norma IEC 60947 para implementar sistemas coordinados que despejan fallas eléctricas. También se hará una concisa descripción de los parámetros a tener en cuenta para fundamentar estas aplicaciones en sistemas eléctricos.

Antes de comenzar se debe tener claro los conceptos de fallas eléctricas con sus respectivas variantes y el concepto de coordinación de protecciones. A continuación se hará una descripción de estos conceptos que facilitará el entendimiento de estos temas a tratar más adelante en este capítulo.

- Una falla eléctrica, es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente de un sistema eléctrico. Para el caso particular, los cortocircuitos son fallas eléctricas momentáneas que ocurren cuando una o más líneas energizadas tienen contacto entre sí o con la puesta a tierra del sistema al cual pertenecen. Este tipo de falla produce corrientes muy grandes que circulan por los diferentes equipos del sistema eléctrico causando daños severos en estos y las consecuencias derivadas del no funcionamiento de los equipos afectados por el evento.
- Coordinar protecciones eléctricas, significa definir los tiempos y corrientes de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los interruptores y sus relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo. La coordinación de la protección está determinada por la necesaria

graduación de tiempos para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS CORTOCIRCUITOS.

Los tipos de cortocircuitos se pueden clasificar según la forma en que los conductores energizados se unen para formarlo (localización) y según su duración. En la figura 1* se puede ver el comportamiento típico de una falla y sus componentes temporales, el cual inicia con una corriente transitoria I_p muy alta y con el paso de los ciclos se estabiliza hasta llegar a una corriente I_k , la cual es limitada por la impedancia hacia la fuente.

2.1.1 Según localización.

- Fallas simétricas
 - Falla trifásica.
 - Falla trifásica a tierra.
- Fallas asimétricas
 - Falla bifásica.
 - Falla bifásica a tierra.
 - Falla monofásica.

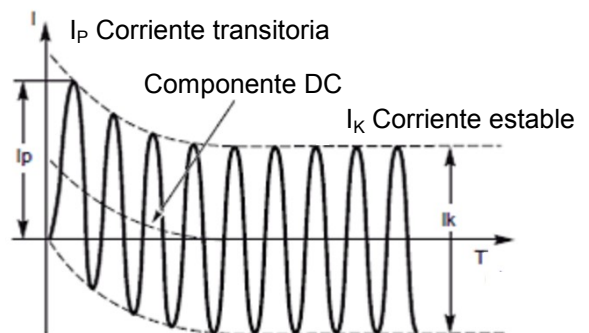


Figura 1. Forma típica de I_{cc}

*Tomada de Coordinación de protecciones en BT, Schneider Electric.

2.1.2 Según su duración.

TIPO DE CC	DURACIÓN
Autoextinguibles	10 ms < t < 20 ms
Transitorios	100 ms < t < 1 s
Semipermanentes	1s < t < 30 s
Permanentes	t > 30 s

Cuadro 1. Tipos de cortocircuito según su duración.*

2.1.3 Causas comunes de cortocircuitos.

TIPO DE FALLO	TIPO DE REDES	
	Aéreas	Canalizadas
Fallas de aislamiento	X	X
Contacto accidental de conductores	X	X
Descargas atmosféricas	X	X
Sobretensiones de maniobra	X	X
Rotura mecánica	42%*	X
Trabajos en los alrededores de línea en servicio	X	30%*

Cuadro 2. Causas comunes de cortocircuito.*

* Estadística que refleja la incidencia de la actividad en la ocurrencia de cortocircuitos.

* Tomado de www.ruelsa.com/notas/cortocircuito/cc10tipos.html.

2.1.4 Efectos de los cortocircuitos en la instalación eléctrica.

Los cortocircuitos tienen múltiples efectos sobre los equipos que conforman el sistema eléctrico entre estos tenemos:

- Sobrecorrientes permanentes.
 - Recalentamientos de los conductores y equipos.
 - Reducción de la vida de los equipos eléctricos y/o la instalación por envejecimiento prematuro de los aislamientos.

- Sobrecorrientes instantáneas.
 - Calentamiento brusco e intenso de los conductores.
 - Esfuerzos electrodinámicos, deformación de los barrajes, contactos soldados.
 - Destrucción de los equipos del sistema de distribución eléctrico.
 - Explosiones e incendios dependiendo de dónde ocurra el incidente.

- Sobretensiones
 - Daño del aislamiento de los equipos y conductores.
 - Reducción de la vida útil de los equipos del sistema eléctrico.

2.2 TÉCNICAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

Las técnicas para coordinar protecciones eléctricas tienen como objetivo garantizar la seguridad de los equipos de la planta, las personas, el medio ambiente y la operatividad de la industria. Es por eso que se hace necesaria en toda industria la implementación de las técnicas de organización y planeación de la operación de los equipos eléctricos expuesta a continuación:

2.2.1 LIMITACIÓN.

La limitación es una técnica que permite al interruptor reducir altamente la corriente de cortocircuito I_{CC} , la cual de no haber limitación circularía en el punto de la instalación donde está instalado el interruptor.

Como la corriente de cortocircuito es eliminada antes del primer medio ciclo como se ve en la figura 2*, sólo se tiene en cuenta el primer pico de corriente I_{PICO} ASIMÉTRICO, este último es función del $\cos\theta$ de defecto de la instalación. La disminución de esta I_{CC} acotada en I_L , caracteriza la limitación de un interruptor.

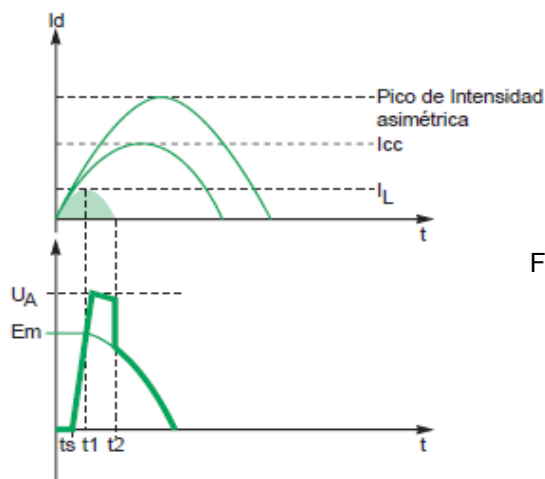


Figura 2. Limitación de corriente I_{CC}

* Tomada de Coordinación de protecciones en BT, Schneider Electric

La fuerza contraelectromotriz es la tensión de arco U_A originada por la resistencia de arco eléctrico que se crea entre los contactos en separación. Su rapidez de evolución está ligada a la velocidad de separación de los contactos.

Como muestra la figura 2, a partir del instante t_S donde los contactos se separan, la fuerza contraelectromotriz U_A crece hasta el instante t_1 donde ésta es igual a la tensión de la fuente E_m . La intensidad limitada alcanza entonces su valor máximo y empieza a disminuir hasta extinguirse en t_2 . Esta disminución se debe a la fuerza contraelectromotriz donde el valor es superior a E_m .

Para conseguir este efecto se requiere que el poder de limitación del interruptor instalado (poder de corte y velocidad de interrupción), tenga un poder de corte estándar pero que tenga una velocidad de actuación alta para limitar la corriente de cortocircuito a valores seguros para la instalación y donde el esfuerzo térmico causado por la falla es inferior al causado en ausencia de limitación.

Como muestra la figura 3*, para una corriente de cortocircuito estimada I_{CC} , una limitación de esta corriente al 10 % se traduce por menos de un 1 % de esfuerzo térmico asignado y la elevación de la temperatura en los cables será entonces directamente proporcional al esfuerzo térmico.

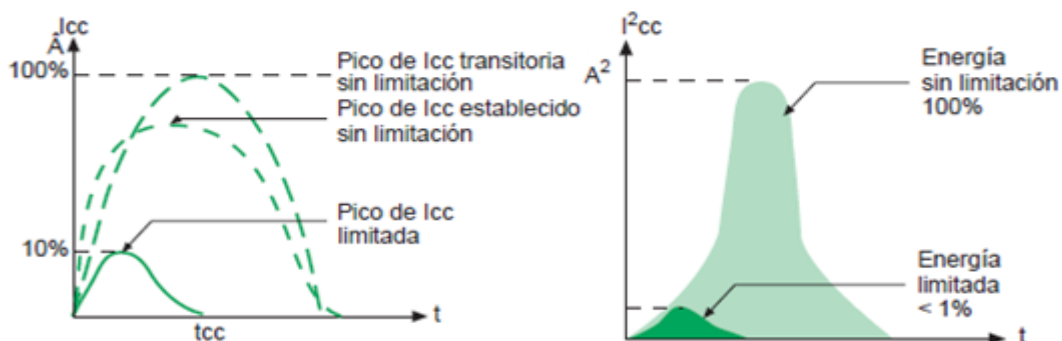


Figura 3. Limitación de cortocircuito y del esfuerzo térmico.

* Tomado de Coordinación de protecciones en BT, Schneider Electric

La limitación reduce significativamente los efectos adversos de los cortocircuitos de la instalación. En el siguiente cuadro se muestra el efecto de la limitación sobre las perturbaciones causadas por los cortocircuitos.

EFECTOS DE LOS CORTOCIRCUITO	EFECTOS DE LA LIMITACIÓN
ELECTROMAGNÉTICOS	Reducción del campo magnético Menor perturbación de los dispositivos de medida.
TÉRMICOS	Esfuerzo térmico limitado. Disminución de la amplitud y de la duración del CC. Menor calentamiento de los conductores. Menor reducción de la vida de las canalizaciones.
MECÁNICOS	Menores deformaciones, rupturas o soldaduras en los contactos eléctricos.

Cuadro 3. Mitigación de efectos de los CC usando limitación.*

Por otra parte, para garantizar una limitación exitosa se deben tener en cuenta los siguientes criterios al momento de implementar esta técnica, dejando en claro que la mejor área de aplicación de la misma es en sistemas de baja tensión.

- el tiempo de intervención del interruptor t_S debe ser muy pequeño para lograr tener el efecto de la fuerza contraelectromotriz.
- la velocidad de incremento de esta f_{cm} .
- En lo posible la tensión de operación debe ser baja para lograr despejar más rápido la falla.

* Tomado de PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE, Orlando Machado Fernández.

2.2.2 FILIACIÓN.

La filiación incrementa el poder de corte de interruptores ubicados por debajo del interruptor limitador (interruptor totalizador). El interruptor limitador D1 ayuda al interruptor subordinado D2 a despejar corrientes de cortocircuito elevadas al actuar los interruptores en conjunto. Con esto, la filiación permite utilizar un interruptor de poder de corte inferior a la corriente de cortocircuito calculada en ese punto de la instalación.

Al momento en que los dos interruptores disparan en I_B (figura 4*), se crea la tensión de arco U_{AD1} cuando se separan los contactos del interruptor D1 y esta tensión a su vez se suma a la tensión U_{AD2} , logrando así por limitación complementaria (filiación) al interruptor D2 a abrir.

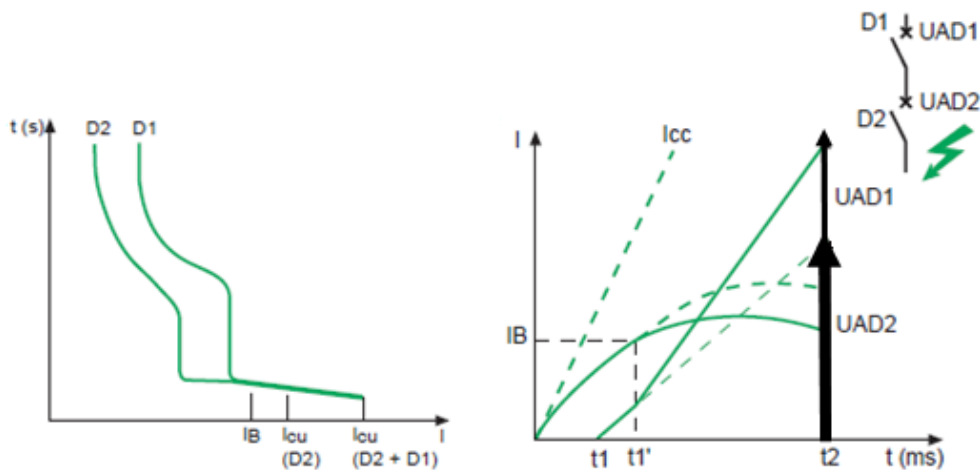


Figura 4. Curva de limitación interruptores filiales y tensiones de arco en apertura.

La asociación formada por D1 + D2 permite mejorar el comportamiento de D2 como se muestra en la figura 4.

*Tomado de Coordinación de protecciones en BT, Schneider Electric

La filiación permite beneficiarse de todas las ventajas de la limitación. De este modo, los efectos de las corrientes de cortocircuito se reducen a:

- Los efectos electromagnéticos.
- Los mecánicos.
- Los efectos térmicos.

La instalación de un solo interruptor limitador produce importantes simplificaciones y ahorros en todas las instalaciones subordinadas:

- Simplificación en la elección de los aparatos por las tablas de filiación,
- Ahorro en los interruptores subordinados. La limitación permite utilizar interruptores de comportamiento estándar, simplificando así la elección de los mismos.

Área de aplicación de la filiación:

- Conciérne a todos los aparatos instalados aguas abajo del interruptor principal.
- Puede ser extendida a varios dispositivos consecutivos, incluso si se encuentran en gabinetes o subestaciones diferentes.
- Se debe emplear en un mismo nivel de tensión.

2.2.3 SELECTIVIDAD.

La selectividad consiste en asegurar la coordinación entre las características de funcionamiento de interruptores automáticos colocados en serie, de tal manera que encaso de una falla de un circuito subordinado, solo se dispara el interruptor situado inmediatamente arriba de la falla. Esto se hace definiendo una corriente I_S de selectividad de tal manera que:

$I_{CC} > I_S$ los dos interruptores automáticos disparan,

$I_{CC} < I_S$ solo D2 elimina el defecto.

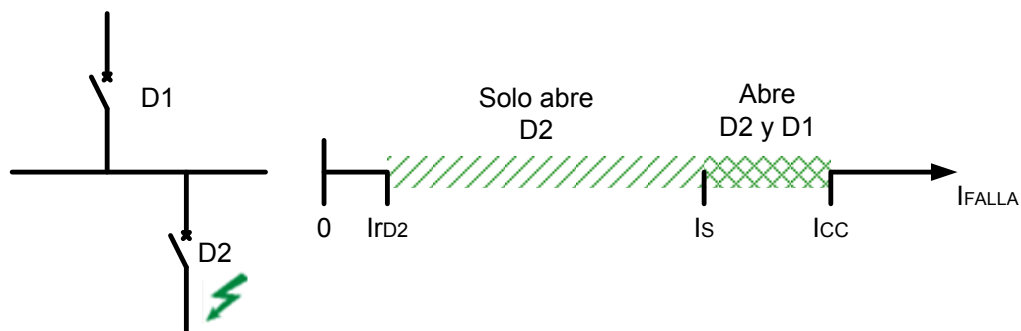


Figura 5.

Programación de selectividad amperimétrica.

La selectividad de las protecciones eléctricas mejora la disponibilidad de la instalación es por eso la técnica más usada de las mencionadas en el presente capítulo. Además se convierte en la mejor herramienta mantener la continuidad de servicio.

La selectividad de acuerdo a la forma en que se configuran las curvas de limitación se puede denominar como:

- Parcial.
 - $I_S < I_{CC(D2)}$; la selectividad se considera parcial, es decir, hasta I_S , solo D2 elimina el defecto. Por encima de I_S , D1 y D2 abren.
 - Limitada a I_S . Este valor I_S puede, sin embargo, ser superior a la corriente de cortocircuito de $I_{CC(D2)}$. Visto por el usuario, la selectividad sería total.
- Total.
 - $I_S > I_{CC(D2)}$; la selectividad se considera total, es decir, para cualquier valor de intensidad de defecto D2 solo lo elimina.
 - Si I_S es igual al poder de corte I_{cuD1} , para este caso la asociación nunca podrá ver una intensidad de defecto superior a este valor).

Según las características de la asociación de las protecciones. Las técnicas de selectividad establecidas son:

- Amperimétrica.
- Cronicométrica.
- Lógica.
- Diferencial.

2.2.3.1 SELECTIVIDAD AMPERIMÉTRICA.

Esta técnica está directamente ligada a la parametrización de las curvas de disparo Largo Retardo (LR) de dos interruptores automáticos en serie.

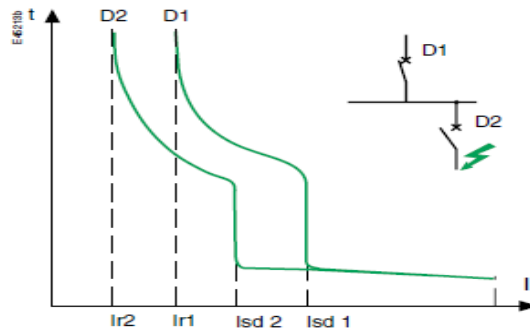


Figura 6. Umbrales de selectividad amperimétrica. *

Umbrales de selectividad amperimétrica I_S .

- $I_S = I_{sd2}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} se encuentran traslapados.
- $I_S = I_{sd1}$ si los umbrales I_{sd1} y I_{sd2} están suficientemente separados.

En general, la selectividad amperimétrica se obtiene cuando:

- $I_{r1} / I_{r2} < 2$.
- $I_{SD1} / I_{SD2} > 2$.

El límite de selectividad es: $I_S = I_{SD1}$.

La selectividad es total si $I_S > I_{CC (D2)}$, es decir, $I_{SD1} > I_{CC (D2)}$, Ello implica generalmente:

- un nivel $I_{CC (D2)}$ poco elevado.
- una importante desviación entre los calibres de los interruptores D1 y D2.
- La selectividad amperimétrica es generalmente utilizada en distribución terminal.

*Tomado de Protección de redes de AT industriales y terciarias, Schneider Electric.

2.2.3.2 SELECTIVIDAD CRONOMÉTRICA.

Esta es la continuación de la selectividad amperimétrica. Se obtiene por el escalonamiento en el tiempo de las curvas de disparo. Esta técnica consiste en temporizar Δt el disparo por corto retardo (CR) de D1 como se muestra en la figura 7.

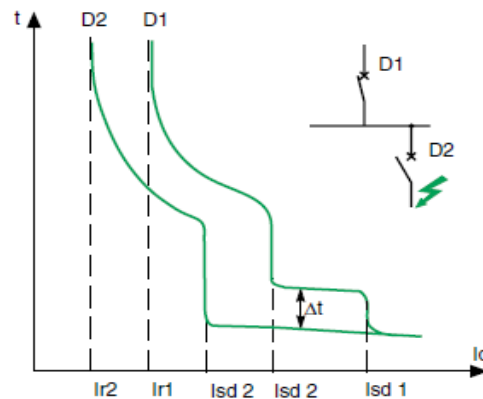


Figura 7. Curvas temporizadas para selectividad cronométrica.*

Los umbrales (I_{R1} , I_{SD1}) de D1 y (I_{R2} , I_{SD2}) de D2, respetan las reglas de escalonamiento de la selectividad amperimétrica. El límite de selectividad I_S de la asociación es como mínimo igual a I_{R1} , el umbral instantáneo de D1. Con esta técnica se puede aumentar el límite de selectividad I_S hasta el umbral de disparo instantáneo del interruptor aguas arriba D1.

La selectividad será siempre total si el interruptor D1:

- Es de categoría B.
- Tiene una I_{CW} igual a su I_{CU} .

*Tomado de Protección de redes de AT industriales y terciarias, Schneider Electric.

2.2.3.3 SELECTIVIDAD LÓGICA.

Este tipo de selectividad se logra con interruptores automáticos equipados con relés electrónicos concebidos para este fin empleando las funciones Corto Retardo (CR) o Protección Tierra (GFP) de los aparatos gestionados por la selectividad Lógica.

La selectividad se logra conectando los interruptores en cascada y comunicando los relés electrónicos incorporados en los interruptores tal como se ilustra en la figura 8, logrando así un escalonamiento en la interrupción. Cuando aparece un cortocircuito, cada interruptor situado aguas arriba del cortocircuito lo detecta e envía una orden para que el interruptor superior inicie su temporización natural.

El interruptor situado inmediatamente encima del defecto no recibe la orden y de esta manera dispara casi instantáneamente. Esta técnica permite obtener selectividad incluso con aparatos de características similares.

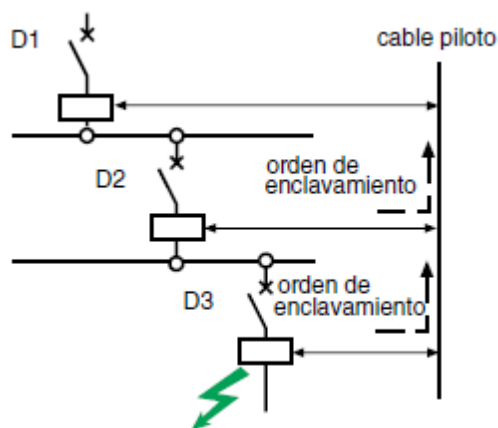


Figura 8. Escalonamiento lógico de interruptores. *

*Tomado de Las protección direccionales, Schneider Electric

- Temporización: no hay normas, pero debe aplicarse el escalonamiento (si lo hay) de los intervalos de temporización de la selectividad cronométrica ($\Delta t_{D1} \geq \Delta t_{D2} \geq \Delta t_{D3}$).
- Umbrales: no hay una norma a aplicar para los umbrales, pero es necesario respetar el escalonamiento natural de los calibres de las protecciones ($I_{CRD1} \geq I_{CRD2} \geq I_{CRD3}$).

Cualquiera que sea el valor del cortocircuito, la selectividad está asegurada si:

- El tiempo transcurrido hasta el disparo del interruptor ubicado aguas arriba D1 es superior al tiempo máximo de corte del interruptor D2.
- Se cumple la condición si la relación entre las regulaciones Largo Retardo (LR) y Corto Retardo (CR) es superior a 2.
- El límite de selectividad I_S debe ser como mínimo igual al umbral de regulación de Corto Retardo (CR) de aguas arriba.
- Las condiciones requeridas para la selectividad amperimétrica deben cumplirse.
- La temporización Δt del interruptor aguas arriba D1 debe ser suficiente para que el interruptor aguas abajo pueda eliminar el defecto.

2.2.3.4 SELECTIVIDAD DIFERENCIAL.

Normalmente las técnicas de coordinación de protecciones van orientadas hacia la forma más conveniente y segura de despejar un cortocircuito, sin embargo en algunas instalaciones es necesario minimizar los efectos de la pérdida de aislamiento (fugas a tierra), la cuales pueden ser causa de electrocución del personal de planta y daños en equipos.

La selectividad de las protecciones diferenciales debe permitir que, en caso de falla de aislamiento, solo la salida afectada por el defecto sea puesta fuera de servicio. Con esto se logra el objetivo de optimizar la disponibilidad de energía.

Existen dos tipos de selectividad diferencial.

- SELECTIVIDAD VERTICAL

Teniendo en cuenta las normas nacionales de funcionamiento de este tipo de protecciones, la selectividad debe responder simultáneamente a las condiciones amperimétrica y cronométrica, en la figura 9 se muestra una topología típica.

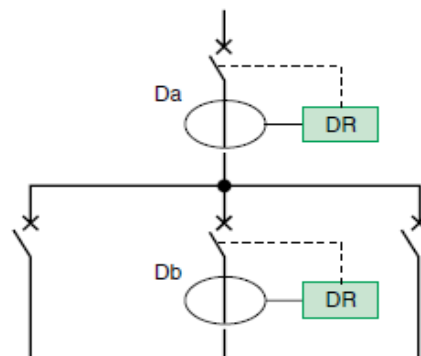


Figura 9. Configuración de relés de corriente diferencial para selectividad vertical. *

* Tomado de Las protección direccionales, Schneider Electric.

- CONDICIÓN AMPERIMÉTRICA.

El dispositivo diferencial debe disparar entre $I_{\Delta N}$ y $I_{\Delta N}/2$, siendo $I_{\Delta N}$ la intensidad de funcionamiento declarada. Debe pues existir una relación mínima de 2 entre las sensibilidades del dispositivo aguas arriba y el de aguas abajo. En la práctica, los valores normalizados suelen estar en una relación de 3.

- CONDICIÓN CRONOMÉTRICA:

El tiempo mínimo de no disparo del dispositivo aguas arriba debe ser superior al tiempo máximo de disparo del dispositivo aguas abajo para todos los valores de intensidad.

El tiempo de disparo de los dispositivos diferenciales debe ser siempre inferior o igual al tiempo indicado en las normas de instalación, para asegurar la protección de las personas contra los contactos indirectos.

TIPO	I_N A	$I_{\Delta N}$ A	VALORES NORMALIZADOS DE TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO Y DE NO FUNCIONAMIENTO (SEGUNDOS)				
			$I_{\Delta N}$	$2I_{\Delta N}$	$5I_{\Delta N}$	500A	
General instantáneo o selectivo	Todos los valores > 25A	Todos los valores >0,03A	0,5	0,3	0,15	0,04	Tiempos de funcionamiento máximo.
				0,2	0,15	0,15	
			0,13	0,06	0,05	0,04	Tiempo de no funcionamiento mínimo.

Cuadro 4. Tiempos normalizados de equipos de protección diferencial.*

* Tomado de PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE, Orlando Machado Fernández

- SELECTIVIDAD HORIZONTAL

A veces llamada selección de los circuitos, permite el ahorro de un relé de protección diferencial superior, con lo cual solo se sitúan relés diferenciales para proteger las salidas escogidas (Figura 10). En este caso, ante una falla de aislamiento, solo la salida con defecto se pone fuera de servicio y los demás dispositivos situados en las otras salidas no ven el defecto, con lo cual se garantiza la normal operación del resto del sistema.

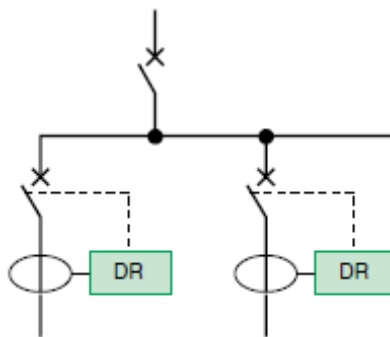


Figura 10. Configuración de relés de corriente diferencial para selectividad horizontal. *

*Tomado de Las Protecciones direccionales, Schneider Electric.

3. ESTRATEGIAS PARA COORDINAR PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

En todo estudio de coordinación de protecciones es necesario realizar la recolección previa de toda la información del sistema, identificar claramente su topología, las condiciones operativas y las cualidades técnicas de los equipos instalados. Toda esta información sirve como insumo para tener la caracterización del sistema eléctrico y por ende conocer su comportamiento ante un evento de falla y el tiempo máximo que ese sistema puede mantenerse en ese estado antes de volverse inestable y desembocar en una interrupción general de la instalación industrial.

Para hacer un estudio de esta naturaleza existen muchas metodologías, las cuales pueden variar dependiendo a la norma aplicada, de las experiencias adquiridas en campo, de las literaturas consultadas, etc. De todas estas variantes metodológicas, se observan unos puntos claves para aplicar y realizar un estudio de protecciones, los cuales se citan a continuación:

- Recolección de información para hacer el estudio.
- Protecciones de los elementos del sistema.
- Protecciones coordinables y no coordinables.
- Cuadro de protecciones del sistema.
- Estudio de cortocircuito del sistema para selección de capacidad de interruptores.
- Estudio de estabilidad del sistema para estimación de tiempos máximo para despejar fallas (solo industrias con autogeneración).
- Aplicación de técnicas según zona nivel de tensión o equipos.
- Ajuste de protecciones.

3.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN PARA HACER UN ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES.

Los requerimientos de información aquí mencionados permiten analizar y modelar el sistema para poder realizar el estudio de protecciones con la precisión requerida para garantizar la operatividad de la empresa, la protección de los activos, el medio ambiente y el personal de la misma. Cuando no se tiene información completa y/o veraz, es posible asumir algunos valores a manera de hipótesis de acuerdo al grado de interacción que se tenga con el sistema a estudiar o con otros sistemas. Algunos de los datos que comúnmente se asumen (a veces de manera errada) son:

- I_{CC} para un valor de la tensión de alimentación.
- U_{CC} según los tipos de transformadores.
- Tiempo de arranque de los motores en función de su utilización.

En general se debe tener información detallada del sistema, la cual enunciaremos en los listados a continuación:

- Redes
 - Diagrama unifilar.
 - Configuraciones posibles de la instalación.
 - Niveles de tensiones.
 - Frecuencia del sistema.
 - Corrientes de cortocircuito de la red (valores máximos y mínimos).
 - Esquemas de las conexiones a tierra (régimen de neutro).
 - Conexiones (longitud, tipo de cables, número de cables en paralelo).

- Datos de los transformadores de corriente (TC) existentes.
- Corriente y tipo de los fusibles (si existen).
- Ajustes de las protecciones existentes en la instalación.

- Transformador.
 - Potencia nominal.
 - Tensión de cortocircuito (% U_{CC}).
 - Pérdidas en el cobre.
 - Tipo de conexionado.
 - Posición del TAP (valor máximo y mínimo).

- Generador.
 - Tipo de generador (turbogenerador o máquina de polos salientes).
 - Potencia nominal.
 - Tensión nominal.
 - Factor de potencia nominal.
 - Reactancias subtransitorias (en el eje directo y en cuadratura).
 - Corriente de cortocircuito permanente (valores máximo y mínimo).
 - Tensión de excitación / valor nominal.
 - Reactancia síncrona saturada.

- Motor.
 - Tipo (síncrono o asíncrono).
 - Potencia nominal.
 - Tensión nominal.
 - Corriente de arranque.
 - Tiempo de arranque.
 - Bloqueo del rotor (tiempo que resiste el rotor bloqueado).

- Número de arranques (en frío y en caliente).
 - Intervalos entre arranques permitidos (en frío y en caliente).
 - Constante de tiempo térmica del estator.
- Relés.
 - Funciones ANSI / IEC que ejecuta.
 - Valores configurados.

Con toda esta información muy seguramente se limita la necesidad de hacer suposiciones para realizar los cálculos matemáticos necesarios para conocer el comportamiento del sistema eléctrico objeto del estudio, con lo cual se pueden obtener resultados precisos y acordes al sistema. Con esto también se tiene la posibilidad de crear un buen modelo computacional del sistema, logrando así tener información que incluso se desconocía del sistema como por ejemplo las intensidades máximas y mínimas de cortocircuito, los tiempos máximos de despeje de falla entre otras.

3.2 PROTECCIONES DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA.

Dependiendo del equipo y de los riesgos que corra este en la instalación, los estándares internacionales establecen las protecciones que se deben instalar en cada uno de los equipos que se encuentran comúnmente en un sistema eléctrico.

Es evidente que ciertas configuraciones de red, alimentación de máquinas, u otros equipos tienen características particulares, que requieren protecciones muy específicas las cuales no son objeto del presente trabajo. Por ello solo se enfoca en aquellos equipos de uso común a nivel industrial.

En los cuadros siguientes, se muestra un resumen de las protecciones que deben ser instaladas según equipo, riesgo y la configuración de conexión.

EQUIPO	RIESGO	PROTECCION	CONEXION
Acometidas	Cortocircuito	50/50N, 51/51N, 21	
	Falla de aislamiento	87	
Barrajes	Cortocircuito	50/50N, 51/51N	
	Falla de aislamiento	87	

Cuadro 5. Protecciones de acometidas y barras *

* Creada por autores a partir de la información en la norma IEC 60947 y fuentes varias.

EQUIPO	RIESGO	PROTECCION	CONEXION
Generador	Sobrecarga	38, 49	
	Cortocircuitos internos y externos	50, 51, 81,64	
	Falla de aislamiento	87G	
	Perdida de excitación	32Q, 40	
	Variación de Tensión	27, 59	
	Variación de Frecuencia	81	
	Motorización.	32	
	Retorno de potencia P,Q	32P, 32Q	

Cuadro 6. Protecciones de generador*.

EQUIPO	RIESGO	PROTECCION	CONEXION
Transformador	Sobrecarga	49	
	Cortocircuitos internos y externos	50, 51, Buchholz	
	Falla de aislamiento	87	
	Variación de Tensión	27, 59	
	sobrepresión	63, Buchholz	

Cuadro 7. Protecciones de transformadores*.

De los transformadores es necesario conocer las corrientes pico al momento de energizar, esto se tiene en cuenta para hacer el ajuste de las protecciones por el

* Creada por autores a partir de la información en la norma IEC 60947 y fuentes varias.

lado de alimentación (lado MT), con lo cual se discrimina el efecto transitorio de conexión como falla del sistema. Este efecto transitorio de conexión crea una corriente pico al momento de energizar el transformador y es proporcional a la inductancia del circuito magnético del transformador. Estas corrientes se encuentran tipificadas según el tipo de transformador y la potencia del mismo. En los cuadros 8 y 9 se encuentran estas corrientes para transformadores sumergidos en aceite y transformadores secos.

Potencia (kVA)	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500	>3150
Pico (XI_N)	14	12	12	12	12	12	11	10	10	9	9	8	8	8
Tiempo (seg)	0,15	0,2	0,22	0,24	0,25	0,27	0,3	0,3	0,35	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55

Cuadro 8. Punta de conexión de transformadores tipo sumergido en MT*.

Potencia (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
Punta (XI_N)	10,5	10,5	10	10	10	10	10	10	9,5
Tiempo (seg)	0,13	0,18	0,25	0,26	0,3	0,3	0,35	0,4	0,4

Cuadro 9. Punta de conexión de transformadores tipo seco en MT*.

Para transformadores la Punta es determinada por armónico 2nd, para sobre corriente se maneja una curva por encima de la Punta, para protección diferencial se limita el armónico 2 que es la componente mayoritaria de la Punta. Para los otros tipos de equipos mencionados en este documento, las protecciones a instalar se muestran a continuación.

* Tomado de las protecciones eléctricas en AT, Schneider Electric.

EQUIPO	RIESGO	PROTECCION	CONEXION
Banco de condensadores	Sobrecarga	49, 59	
	Cortocircuito	50, 51	
	Falla de aislamiento	51N	
	Desequilibrio de neutro	51N	

Cuadro 10. Protecciones para bancos de condensadores .

EQUIPO	RIESGO	PROTECCION	CONEXION
Motor	Sobrecarga	49, 38(PT100)	
	Cortocircuitos internos y externos	50, 51, 81,64	
	Falla de aislamiento	87	
	Bloqueo de rotor	49	
	Perdida de excitación	32Q, 40	
	Baja tensión	27	
	Inversión de giro (bombas)	47	
	Sobrevelocidad	12	
	Descebado	46	
	Regeneración	32	
	Retorno de potencia P,Q	32P, 32Q	

Cuadro 11. Protecciones para motores síncronos y asíncronos*.

* Creada por autores a partir de la información en la norma IEC 60947 y fuentes varias.

3.3 CUADRO DE PROTECCIONES DEL SISTEMA.

Conocidas las protecciones instaladas en el sistema de potencia al cual va dirigirse el estudio de protecciones, se crea un diagrama o cuadro de protecciones con el cual podemos observar gráficamente el comportamiento de las protecciones en función del tiempo y la corriente a interrumpir, representando los cambios de estas variables en la mayoría de casos pueden pasar de:

- Las corrientes, desde algunos amperios hasta varios kA.
- Las temporizaciones, desde algunas décimas de milisegundos (para disparos instantáneos) a centenas de segundos (para el funcionamiento de las protecciones de sobrecarga).

Para que las curvas representadas sean comparables, hay que definir una tensión de referencia, preferentemente la que se usa más en la instalación. Así, gran parte de las comparaciones y estudios se hacen sobre curvas con lectura directa; la observación de las curvas que se refieren a otras tensiones se hace entonces según la razón inversa de las tensiones.

Por ejemplo, en un diagrama donde la tensión de referencia es alta tensión (AT), las representaciones de corrientes se hace de la siguiente manera:

- las corrientes en AT se hacen en con lectura directa.
- Las corrientes en BT = $I_{BT} \times V_{BT} / V_{AT}$
- Las corrientes en MT = $I_{MT} \times V_{MT} / V_{AT}$
- Los tiempos de actuación no se manipulan.

Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fase dependen de sistemas diferentes y se representan, por tanto, sobre diagramas diferentes. Para mejorar la legibilidad de los diagramas, se representa sólo la parte útil de las curvas, es decir desde la corriente mínima de servicio hasta la corriente de cortocircuito máxima de la zona considerada. En el diagrama de protecciones de la figura 11 se muestra como se ubican las diferentes curvas de actuación para el diagrama unifilar del sistema de potencia de la figura 12, el diagrama de protecciones se construye de la siguiente manera:

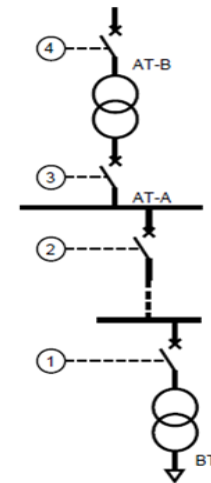
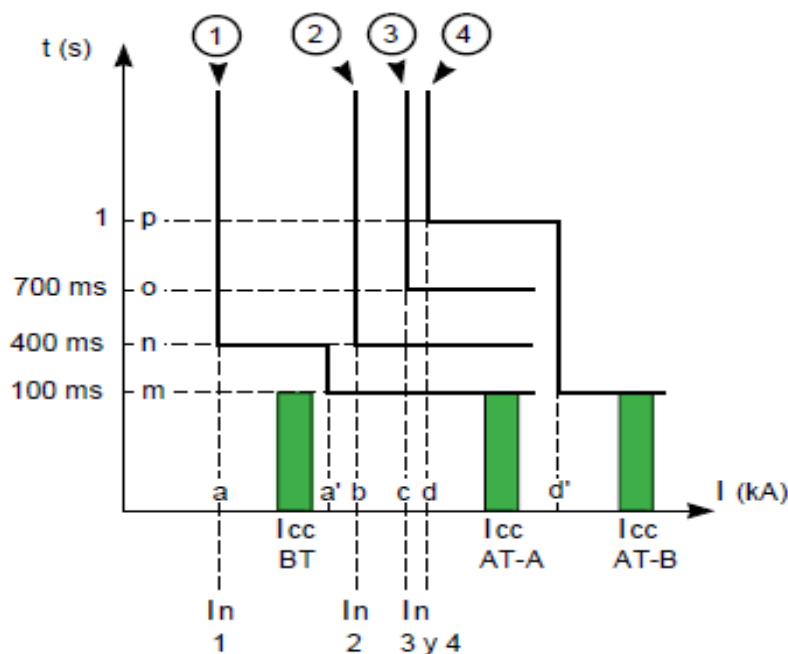


Figura 12. Diagrama unifilar *

Figura 11. Diagrama de protecciones.*

En la figura 11, se ubican en orden de menor a mayor tensión todas las curvas de corriente para los equipos del sistema, haciendo previamente la conversión a un mismo nivel de tensión todas las corrientes. Para construir la curva 1, primero se toma el valor de la corriente nominal del transformador por el lado de alta tensión y se traza una línea perpendicular al eje de corriente con este valor, del estudio de

*Tomado de Protección de redes de AT industriales y terciarias, Schneider Electric

cortocircuito tomamos la corriente mínima de cortocircuito para ese equipo y se traza una línea perpendicular a', este valor será el set que ingresaremos al relé para la apertura del interruptor en caso de falla de la zona 1 (figura 12). Recordando los cuadros 8 y 9, se sabe que los transformadores según el tipo de aislante tienen unas corrientes altas al momento de ser energizados (corriente de magnetización), pero estas corrientes no constituyen un cortocircuito, por tal razón hay que tener en cuenta el tiempo en el que desaparecen esas corrientes y aplicar una temporización para la actuación del relé (véase escalón curva 1 figura 11).

La zona comprendida entre la corriente de magnetización del transformador y la línea a' constituyen las zona de cortocircuito del sistema y cualquier corriente que se ubique en esa zona si pasado el tiempo programado no desaparece, provocará el disparo del transformador de BT. Cuando en la zona 1 se presentan corrientes de falla superiores a la corriente mínima de cortocircuito del sistema a', el relé debe disparar el interruptor en un tiempo no superior al tiempo máximo de despeje de falla que garantiza la estabilidad del sistema de potencia, este dato se extrae del estudio de estabilidad.

De igual manera se puede construir la curva 4 (ver figura 11), la diferencia de esta línea radica en que toda corriente de cortocircuito mayor o igual a la corriente de cortocircuito de la zona 4 no se dibuja puesto que al actuar el interruptor de la zona 4, todo el sistema queda sin potencia y por tanto no habrá fuente que suministre corriente de falla.

Para las curvas 2 y 3 de la figura 11, el procedimiento es sencillo, se traza la línea perpendicular sobre el eje de corrientes, estas líneas representan la corriente nominal que pasa por cada interruptor, luego se traza una perpendicular delante del par de líneas, la cual representa la corriente mínima de cortocircuito aportada

por el lado de baja del transformador ubicado entre las zonas 3 y 4 de la figura 12. Para evitar que los interruptores de las zonas 2 y 3 se disparen al mismo tiempo se temporizan los interruptores, lo cual se aprecia con la diferencia de altura (tiempo) de acción de los equipos.

3.4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DEL SISTEMA PARA SELECCIÓN DE CAPACIDAD DE INTERRUPTORES.

Un estudio de corto circuito es el análisis de un sistema de potencia que determina la magnitud de las corrientes de cortocircuito (mínimas y máximas) que fluyen durante una falla en diversos puntos del mismo. Posteriormente, estas magnitudes son comparadas con las características de los componentes del sistema para determinar si estos componentes son los adecuados para usarse en el sistema analizado. La capacidad de soportar un corto circuito de un componente debe ser igual o mayor a la magnitud del valor calculado de la corriente de falla máxima, para esa zona del sistema.

Existen diversas maneras de estimar los niveles de cortocircuito de una instalación dependiendo de la norma empleada (ANSI, IEC 60909), sin embargo en este documento se siguen las indicaciones contenidas en la norma IEC 60909 y se usa el software “Digsilent Power Factory”, el cual puede hacer cálculos de cortocircuito usando la norma IEC60909. Se emplea esta norma porque al conocer los condicionamientos de estados del sistema se pueden obtener los niveles de cortocircuito máximos y mínimos de una instalación. Estos son datos bases para la selección del poder de corte del interruptor y el ajuste de disparo por mínima corriente de cortocircuito.

Para el estudio de cortocircuito, se debe tener un modelo del sistema eléctrico a analizar, se implementara en “Digsilent Power Factory”, en el cual se realizara la simulación del sistema de potencia tal como se muestra en la figura 13, usando como base la información obtenida a partir de la recomendación de la sección 3.1 de este documento.

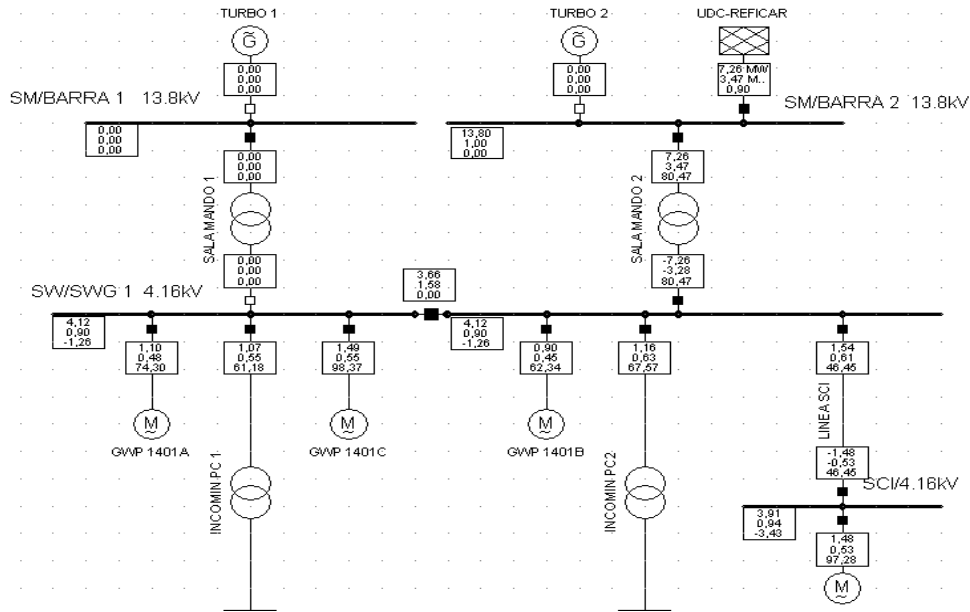


Figura 13. Sistema de potencia implementado en Digsilent ®.*

Con el modelo operando correctamente, se realizan pruebas de cortocircuitos en cada uno de los elementos del sistema, los tipos de cortocircuito máximo y mínimo según IEC 60909 y dependiendo del tipo de conexión del sistema. En ese orden de ideas los cálculos a obtener son los siguientes:

- Cortocircuito Trifásico.
- Cortocircuito Monofásico.

Obtenidos y tabulados los datos de cortocircuito se procede a evaluar cuáles son las corrientes pico, máxima y mínima del equipo en prueba, indiferente de la situación de cortocircuito de la cual haya procedido el valor. Con estas corrientes se dimensiona el poder de corte del interruptor y los ajustes de los relés asociados al equipo de estudio.

*Creado por autores.

En el cuadro 12 se tiene un ejemplo de agrupación de datos de cortocircuito obtenidos de la barra SW/SWG 1 4.16kV de la figura 13.

EQUIPO	CC 3Φ (kA)			CC 1Φ (kA)		
	PICO	MAX	MIN	PICO	MAX	MIN
SW/SWG1	17.73	7.08	N/A	24.9	9.98	N/A
4.16kV	9.08	N/A	3.52	13.18	N/A	5.11

Cuadro 12. Datos de cortocircuito de la barra SWG1*

Como se aprecia en el cuadro anterior, la corriente de cortocircuito pico más alta de la barra ocurre en la falla monofásica, conocido esto, se necesita que el interruptor totalizador de la barra posea un poder de corte mayor que 24.9kA, de los cuales comercialmente existen gamas de interruptores estandarizados que llegan a tener poder de hasta 65kA.

La corriente de 3.52kA se toma como la corriente mínima de cortocircuito, a su vez este valor se usa como el valor para ajustar la protección por mínimo cortocircuito (curva lenta de relé) asociando una temporización para evitar disparos indeseables cuando la falla ocurra en otro equipo asociado a la barra.

Por último, la corriente de 9.98kA se utiliza como límite de cortocircuito de esa zona de interrupción, y cualquier corriente de cortocircuito que se ubique entre esta corriente y la corriente mínima tendrá despeje instantáneo por el interruptor. Esta corriente gráficamente ayuda a identificar si las curvas de los interruptores se están traslapando o no, lo cual indica o permite manipular el tipo de selectividad que se desea en esa área del sistema de potencia.

*Valores obtenidos del análisis de la figura 13.

3.5 TIEMPOS MÁXIMO PARA DESPEJAR FALLAS.

El comportamiento dinámico durante un evento de falla es una de las áreas más complejas dentro de los análisis de los sistemas eléctricos. En particular, la inestabilidad de los sistemas eléctricos causadas por cortocircuitos es un fenómeno importante y representa el origen de la mayoría de los apagones en la industria e incluso a nivel mundial, en tal sentido las personas que efectúan estudios de protecciones de sistemas de potencia deben disponer del conocimiento y las herramientas para el análisis adecuado de la estabilidad y el conocimiento para limitar el tiempo de falla de los sistemas afectados.

Así como en apartes anteriores de este capítulo, se hizo énfasis en determinar las corrientes de falla críticas para una instalación, en este se hace énfasis en el tiempo máximo que una falla eléctrica puede permanecer en un sistema sin generar inestabilidad ni daños severos en la instalación. También se deben tener en cuenta al momento de ajustar las protecciones, la recomendación de algunos fabricantes que indican cual es el tiempo que soportan sus equipos en falla.

Con las técnicas y el software disponible (Digsilent Power Factory) para hacer modelamiento de sistemas eléctricos, se pueden obtener estimaciones de los tiempos máximos para despejar fallas, lo cual se convierte en una herramienta poderosa para el analista de protecciones y facilita a su vez la asignación de los tiempos en que las protecciones deben realizar sus respectivas funciones.

La figura 14, muestra el comportamiento angular de un grupo de generadores. El generador Proelectrica (línea azul) presenta un cortocircuito simulado, el cual inicia en 0.1 segundos (inicio curva creciente) y es despejado en 0.4 segundos después, tiempo después del cual el sistema empieza a recobrar su estabilidad.

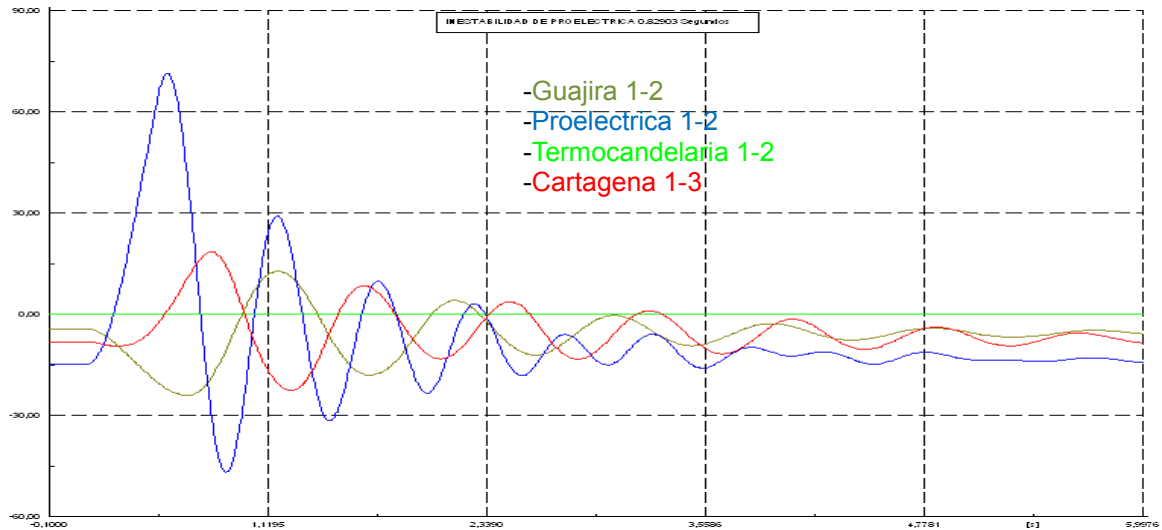


Figura 14. Sistema eléctrico protegido adecuadamente*.

Sin embargo si las protecciones del sistema no hubiesen actuado, tal como lo muestra la figura 15, el generador Proelectrica en 0.8 segundos, hubiese entrado en estado inestable con los subsiguientes daños sobre los equipos y la afectación sobre los demás generadores.

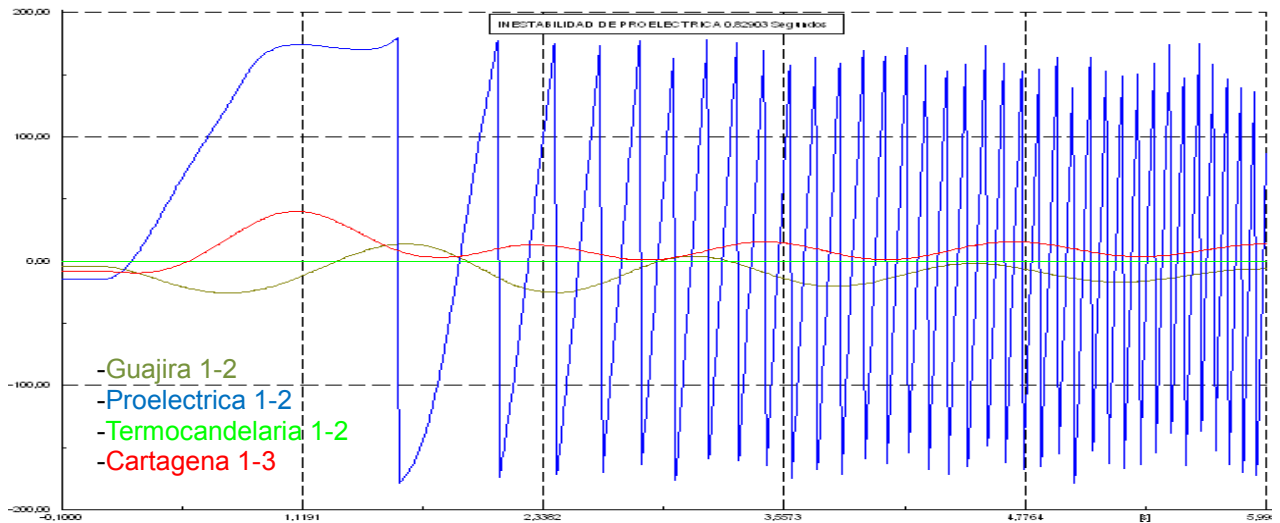


Figura 15. Sistema eléctrico inestable por no actuación de las protecciones .

*Tomado del modulo de análisis de SEP capacitación CGM-BOLIVAR.

Otro aspecto a tener en cuenta es el factor de exposición humana y de los equipos durante en el tiempo de duración de las fallas, por tal razón también se tienen que tener en cuenta los siguientes criterios para limitar los tiempos de falla:

- El calor recibido por una persona expuesta a un arco eléctrico es proporcional al tiempo de exposición, por tal razón los tiempos de falla deben ser lo menor posible.
- La probabilidad de que la corriente a través del cuerpo genere fibrilación aumenta con el tiempo de exposición. Véase RETIE.
- El calentamiento y pérdida de aislamiento de los conductores y equipos eléctricos durante las fallas es proporcional al tiempo de duración
- La interrupción de un proceso industrial debido a la baja tensión asociada con un cortocircuito depende del tiempo de duración.
- La tensión de un generador puede colapsar debido a cortocircuitos en la red si estos tienen una duración prolongada (por ejemplo, más de 200 ms)
- La pérdida de estabilidad de un sistema de potencia debido a un cortocircuito depende del tiempo que se demoren las protecciones en despejarlo.

3.6 APLICACIÓN DE TÉCNICAS SEGÚN ZONA NIVEL DE TENSIÓN O EQUIPOS.

De las recomendaciones encontradas en diversas fuentes, se destacan todos los métodos selectivos para realizar protección y en la práctica, cada uno de estos métodos tiene por objeto áreas de empleo preferentes, como por ejemplo:

- Selectividad amperimétrica: aplicada en distribución en BT.
- Selectividad cronométrica y lógica: aplicada en distribución en AT.
- Protección a distancia: aplicada en transporte AT.

Durante la selección de cualquier método de protección, algunas veces este proceso se reduce a una elección técnico-económica con una fuerte influencia de las prácticas habituales y el factor económico, dejando en un segundo lugar el aspecto de seguridad y fiabilidad del sistema.

Afortunadamente, las nuevas tecnologías en relés de protección (relés numéricos), permiten la combinación de diversos principios de protección y de selectividad. Así es posible aplicar, a cada sección de la red, la mejor de las soluciones. Asociación de diversas selectividades sin gastar en muchos equipos y reduciendo en tamaño y complejidad la instalación.

El diagrama unifilar de la figura 16, muestra los usos recomendados de la selectividad en las distintas zonas de una instalación eléctrica y el cuadro 13 contiene un resumen de la aplicación de los métodos de selectividad según la parte de la instalación a proteger.

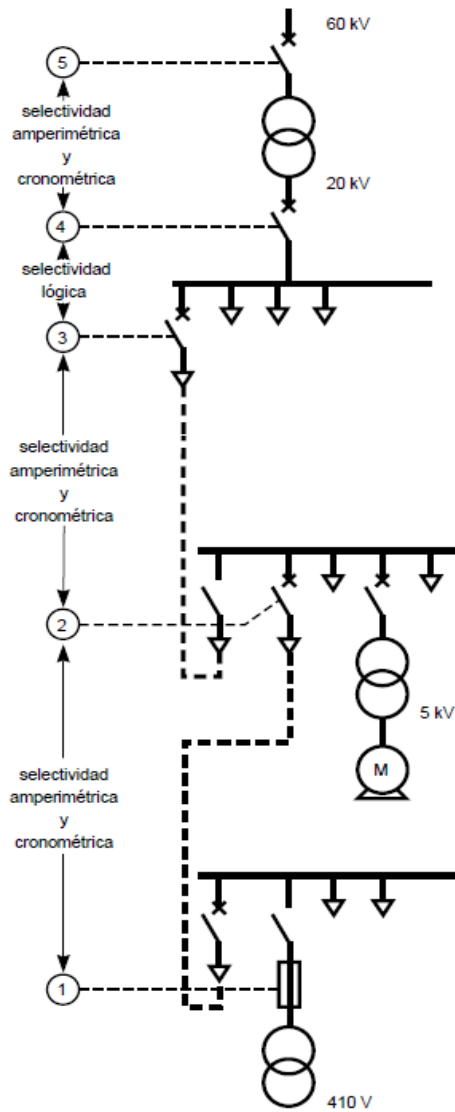


Figura 16. Usos recomendados de la selectividad por zonas en una subestación*.

*Tomado de Protección de redes de AT industriales y terciarias, Schneider Electric

TIPO DE SELECTIVIDAD	APLICACIÓN RECOMENDADA
Amperimétrica	Entre primario y secundario de transformadores
Cronométrica	Entre subestaciones
Lógica	Entre interruptores de un mismo tablero Entre primario y secundario de transformadores Entre subestación que tengan equipos con la función
Diferencial	En todo elemento donde la seguridad debe ser máxima
Direccional	En generadores operando en paralelo En bancos de condensadores En redes con varios puntos de neutro
Mínima impedancia	Al igual que la protección direccional adicionando instalaciones extensas y complejas en donde se hace prohibitiva la suma de corrientes circulantes
Distancia	Para redes de transporte de energía

Cuadro 13. Empleo de la selectividad según equipo a proteger*.

*Tomado de Protección de redes de AT industriales y terciarias, Schneider Electric

3.7 AJUSTE DE PROTECCIONES.

Como tal un sistema de protección eléctrica es un conjunto relés, TP's, TC's, baterías, mini interruptores y otros dispositivos requeridos para lograr una función específica con base en la protección principal.

Para cumplir los requerimientos de protección con la rapidez óptima para los diferentes tipos de configuraciones, condiciones de operación y características de construcción del sistema de potencia, se han desarrollado muchos tipos de relés que respondan a varias funciones de las variables del sistema de potencia (corriente, voltaje, frecuencia, potencia, impedancia, etc.).

Es esencial asegurar que los ajustes estén bien escogidos para los relés y sistemas de protección, los cuales deben tener en cuenta los parámetros primarios del sistema, incluyendo fallas y valores de carga. Las características de los sistemas de potencia cambian con el tiempo, debido a cambios en las cargas, ubicación tipo y cantidad de generación, etc. Por lo tanto, los valores de ajustes de los relés deben ser verificados en intervalos apropiados para asegurarse que son aún apropiados. De otra forma, puede ocurrir una operación no deseada o que no operen las protecciones cuando se requiera.

La norma IEC 60255 tipifica las curvas de operación de los relés y los ajustes necesarios para su adecuada operación, a continuación se desglosaran los ajustes de algunas funciones de relé.

3.7.1 Función 50, relé de sobrecorriente instantánea.

El relé 50 debe colocarse a una corriente mucho mayor de la corriente nominal del sistema o de la zona protegida, comúnmente se recomienda parametrizar la curva con la corriente de cortocircuito más alta de la zona y un dar un retardo no superior a 50mS.

Dependiendo del valor de I_{cc} máxima, se deben coordinar con protección 50 para finalizar la coordinación. Con esto se evita que algunas curvas se crucen, previniendo que las protecciones pierdan coordinación y el sistema quede expuesto a una falla.

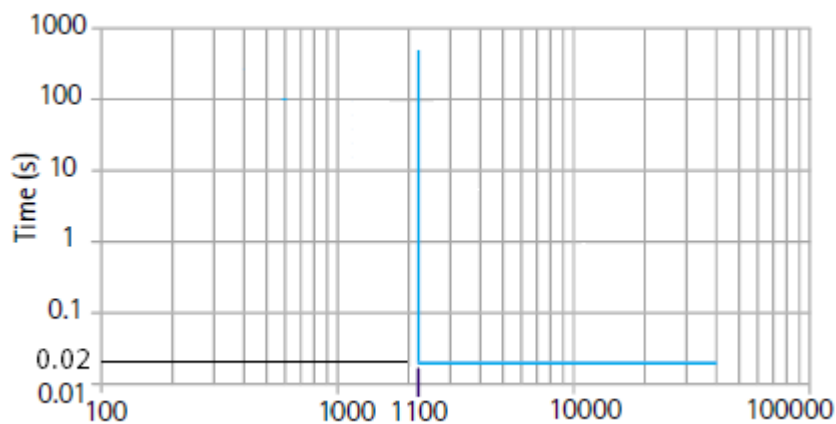


Figura 17. Curva de operación de relé de sobrecorriente instantánea*.

En la figura 17 se muestra como la curva 50 (azul) se configura para una corriente de falla de 1.100A con un retardo de 0.02 segundos.

Para realizar ajuste entre interruptores en cascada protegidos con función 50, se recomienda dar un margen de 1.25-1.3 I_{CC} de la barra en falla para el ajuste de la siguiente protección (selectividad amperimétrica).

*Tomado de Network protection & Automation guide, cap 18.

Cuando se requiera implementar la función 50T (protección de neutro o tierra), se configura la protección usando el valor de la corriente de falla de secuencia cero para el sistema protegido.

3.7.2 Función 51, relé de sobrecorriente temporizada.

El relé 51 debe ser capaz de detectar la menor corriente de falla de la zona a proteger sin importar el tipo de falla. Una vez se asigne el tiempo máximo de operación del relé “t”, se proceden a calcular los parámetros restantes dependiendo de la curva a utilizar. Las curvas se ajustan con un tiempo no mayor de 200mS para la protección de zonas adyacentes. Estas curvas se encuentran en el cuadro 14.

CURVA CARACTERÍSTICA	ECUACIÓN
Inversa estándar (SI)	$t = TMS \times \frac{0,14}{I_r^{0,02} - 1}$
Muy Inversa (VI)	$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1}$
Extremadamente inversa (EI)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$
Largo tiempo para falla a tierra	$t = TMS \times \frac{120}{I_r - 1}$

Cuadro 14. Tabla de curvas de la protección por sobrecorriente temporizada .

En donde:

TMS-ajuste de tiempo.

Ir: Corriente en falla/TAP. (En algunos textos llamado Pickup).

*Tomado de Norma IEC 60255.

TAP: Set point de inicio de operación. Este valor es función de la corriente nominal del TC ($1.2I_{nTC}$) o $1.3X I_n$ del equipo a proteger. Para garantizar una mejor protección se toma el producto de menor valor.

El tiempo del TMS debe ser mayor o igual durante toda la separación de la curva hasta llegar a la corriente máxima de CC, evitando así el traslape de diferentes curvas y la actuación de diferentes protecciones un mismo evento de falla.

Las curvas típicas para las variantes de la función de protección 51 se muestran en la figura 18.

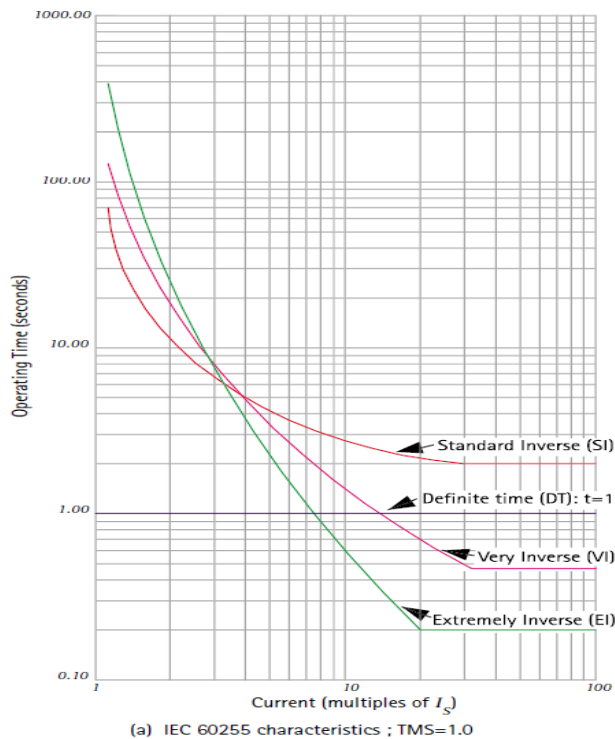


Figura 18. Curva de operación de relé de sobrecorriente temporizada*.

*Tomado de Network protection & Automation guide, cap 9.

3.7.3 Funciones 27 y 59, relés de subtensión y sobretensión.

Para configurar estas funciones solo es necesario indicar al relé la tensión nominal del sistema a vigilar y los dar los ajustes por bajo y alto voltaje del sistema. Tenga en cuenta que las maniobras sobre la red pueden perturbar los niveles de tensión y por ende, provocar el disparo de la protección sin que necesariamente ocurra algún tipo de falla del sistema.

Estas protecciones son recomendadas para equipos poco tolerantes a los cambios en la tensión de alimentación.

3.7.4 Funciones 49 y 38, relé de sobrecarga.

Todos los equipos, en especial las maquinas rotativas requieren tener instalada la protección por recalentamiento, la cual se puede hacer con la función 49 censando la corriente del equipo o con la función 38, monitoreando la temperatura con varios termopares instalados al interior de la maquina.

El ajuste de la función 49 se hace empleando la curva largo tiempo para falla a tierra del cuadro 14, la I_r para ese equipo se calcula dividiendo la corriente mínima de cortocircuito sobre el TAP, se asigna un tiempo "t" para que la protección actúe y se procede a calcular de la ecuación el TMS.

Para la función 38, se toma la curva de daño por temperatura dada por el fabricante, se obtienen el valor de corriente de corriente de daño térmico y el tiempo el cual resiste el equipo bajo esa condición y se ingresan en el relé.

3.7.5 Función 87, relé diferencial.

La protección diferencial basa su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. Esta protección se usa para proteger máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas.

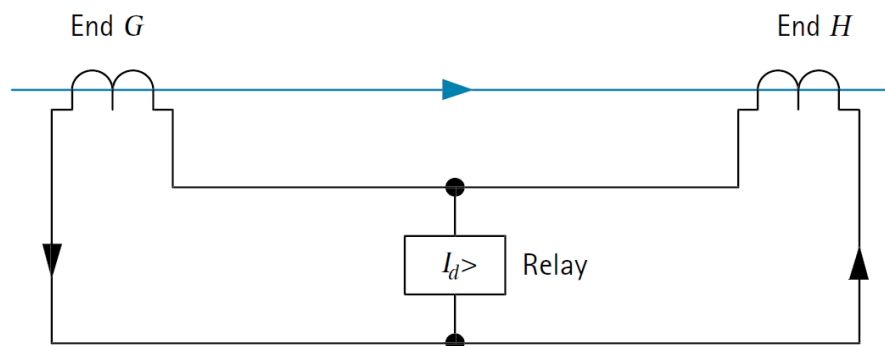


Figura 19. Implementación de protección diferencial.

En el esquema de la figura 19 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial, en condiciones normales, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida (entre los TC's), se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial I_d distinta de cero por el relé, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente

Antes de parametrizar el relé 87 se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Las corrientes de primario y secundario no tienen el mismo valor, debido a que normalmente la relación de voltajes entre estos dos devanados no es la unidad y se hace necesario ajustar la relación de transformación o el taps interno de la protección, para así igualar las corrientes diferenciales.

*Tomado de Network protection & Automation guide, cap 12.

- Las corrientes del primario y secundario del transformador pueden no estar en fase, dependiendo de la conexión del transformador. Esto se soluciona implementando juegos de TC's, cuya conexión debe efectuarse en forma inversa a aquella de los devanados primario y secundario del transformador a proteger.

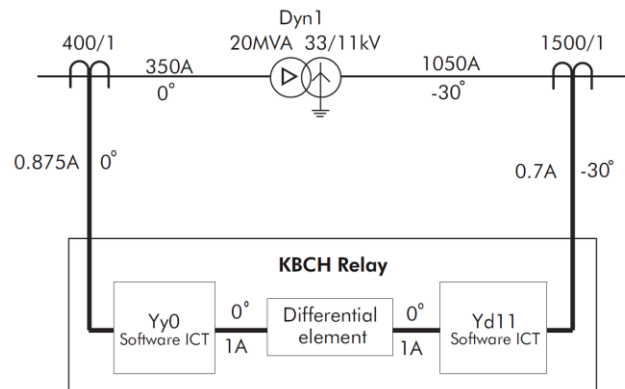


Figura 20. Ajuste interno para igualar la fase y magnitud de las corrientes diferenciales*.

- Las relaciones de los TC's de cada devanado no siempre arrojan valores secundarios iguales para comparar. Para solucionar el problema de que los TC's entreguen magnitudes secundarias diferentes, se puede hacer uso de relés diferenciales de porcentaje, en conjunto con transformadores de corriente auxiliares con mayor numero de taps para así igualar las corrientes diferenciales.

Para determinar los TAPS en que debe dejarse el relé, conviene seguir el siguiente procedimiento:

- Calcular la corriente nominal del primario o de cada lado del transformador.

$$I_P = \frac{S_n(kVA)}{\sqrt{3}V_p} \quad I_S = \frac{S_n(kVA)}{\sqrt{3}V_s}$$

*Tomado de Network protection & Automation guide, cap 12.

Si se desea proteger otro elemento tal como una línea corta, solo es necesario indicar la corriente que circulara por el elemento y calcular un solo tap de la manera siguiente:

- Calcular un tap del relé, correspondiente a un lado cualquiera, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$TAP_P = \frac{I_P \times K_p}{RTC_P}$$

Donde:

- K_p es 1 para TC's del lado Primario conectados en estrella o $\sqrt{3}$ para TC's conectados en delta.
- RTC_P es la relación de los TC's del lado primario.
- I_P es la corriente nominal del equipo a proteger, en este caso un transformador.

Por lo general, el TAP no saldrá exacto, y será necesario elegir el más próximo superior. Una vez elegido un TAP_P exacto (TAP_{PE}), el tap de secundario (TAP_S) se calcula por la expresión:

$$TAP_S = \frac{I_S \times K_S}{RTC_S} \times \frac{TAP_{PE}}{TAP_P}$$

- El error de los Taps o porcentaje de tolerancia error de la medición de las corrientes diferenciales se calcula de la siguiente manera:

$$ERROR_{TAP\%} = \frac{\frac{TAP_P}{TAP_S} - \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}}{\frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}} \times 100 \quad SI \quad \frac{TAP_P}{TAP_S} > \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}}$$

Otra manera es:

$$ERROR_{TAP\%} = \frac{\frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}} - \frac{TAP_P}{TAP_S}}{\frac{TAP_P}{TAP_S}} \times 100 \quad SI \quad \frac{TAP_{PE}}{TAP_{SE}} > \frac{TAP_P}{TAP_S}$$

El error de los Taps debe ser menor o igual que 5% y se debe verificar que este error se mantiene para fallas trifásicas máximas. Para transformadores tridevanados, el error de los Taps se debe verificar para todas las combinaciones de corrientes y Taps.

Otras consideraciones para tener en cuenta:

- Rango máximo de cambio de taps del transformador de potencia, ya sea manual o automático (generalmente no excede $\pm 10\%$)
- Error debido a saturación de los TC's en fallas externas; esto se obtiene conociendo el valor de las corrientes máximas de falla externa y la característica de saturación de los TC's.
- La suma de estos tres errores permite elegir el porcentaje del relé. Por ejemplo, si esta suma es menor de 10%, se elige 15%; si es menor de 20%, se elige 25%; entre 20 y 35%, se elige 40%; y sobre 40%, se elige 50%

4. CASOS DE ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

4.1 CASO: Subestación de la torre de agua enfriante TAE1.

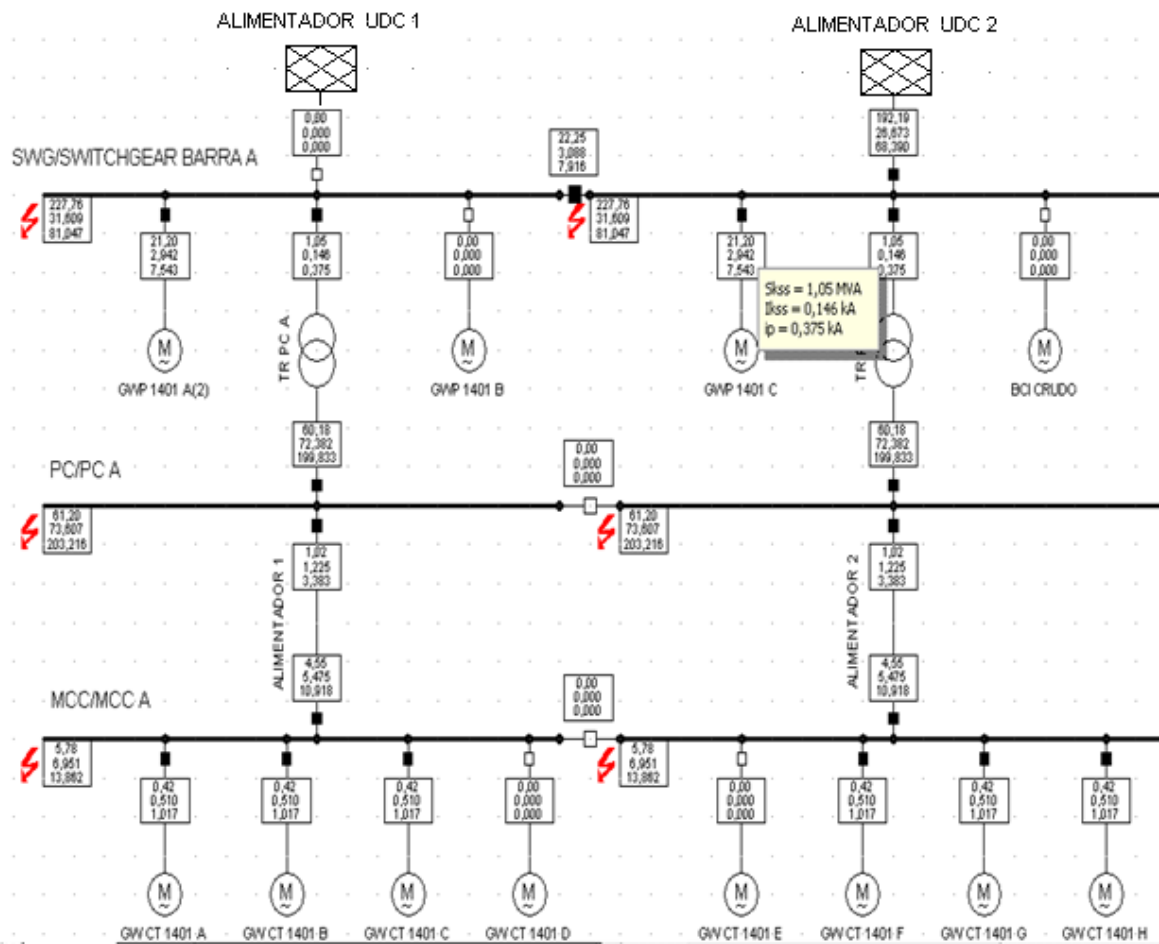


Figura 21. Modelo de la subestación TAE 1 con cálculos de cortocircuito*.

De la figura 21, se obtiene la tabla siguiente de valores donde se encuentra agrupados los niveles de cortocircuito en algunos puntos del diagrama unifilar:

* Realizado por autores en Digsilent ©.

ELEMENTO	$I_{CC(MAX)}$ (KA)	DESCRIPCIÓN
GW CT 1401A	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401B	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401C	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401D	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401E	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401F	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401G	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
GW CT 1401H	1.017	Ventiladores de torre de refrigeración
Alimentador 1	10.918	Conexión barra de BT con barra sopladores
Alimentador 2	10.918	Conexión barra de BT con barra sopladores
TR PC A (0.48kV)	199.83	Trafo PC A 2.2 MVA Secundario
TR PC A (4.16kV)	7.916	Trafo PC A 2.2 MVA primario
TR PC B (0.48kV)	199.83	Trafo PC B 2.2 MVA Secundario
TR PC B (4.16kV)	7.916	Trafo PC B 2.2 MVA primario
GWP 1401A	7.543	Bombas de media tensión
GWP 1401B	7.543	Bombas de media tensión
GWP 1401C	7.543	Bombas de media tensión
BCI CRUDO	7.543	Bomba contra incendios
SWG Barra A	68.390	Barraje de media tensión
SWG Barra B	68.390	Barraje de media tensión

Cuadro 15. Resumen de valores de cortocircuito de la S/E TAE 1*.

* Por autores.

4.1.1 AJUSTE DE PARÁMETROS DE PROTECCIÓN TEMPORIZADA (51).

Aplica a los motores de ventilación GW CT 1401A/B/C/D/E/F/G/H.

Debido a que todos los motores poseen las mismas características eléctricas y físicas, se calcula un solo ajuste y se configuran todas las protecciones de estos con el mismo valor.

Para este cálculo se tomó como referencia la norma la norma IEC 60255, optando por la curva "Extremadamente inversa", esta curva se utiliza debido a que estos equipos son críticos en el sistema y de difícil reparación, sin embargo se cuenta con un respaldo por lo cual se prefiere prescindir de la operación del equipo en falla y garantizar la continuidad del sistema utilizando el elemento de respaldo.

La expresión para calcular el tiempo de despeje es la siguiente:

$$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$$

Despejando TMS

$$TMS = \frac{t * (I_r^2 - 1)}{80}$$

Como primer paso se calcula I_r , donde su expresión es la siguiente:

$$I_r = \frac{I_{CC3\phi}}{1.3 * I_{nom}}$$

Teniendo en cuenta que la potencia de cada motor es de 100HP se procede a calcular su corriente nominal

$$P = (100HP) * \frac{(0.746kW)}{1HP} = 74.6kW$$

$$S = \frac{P}{FP} = \frac{74.6kW}{0.9} = 82.89kVA$$

Por lo tanto la corriente nominal:

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{82.89kVA}{\sqrt{3} * 0.48kV} = 99.7 A$$

El pickup de corriente se ajusta 1.3 veces la corriente nominal de los motores:

$$I_r = \frac{1.017kA}{1.3 * (99.7 A)} = 7.846$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 200/5

$$PICKUP = \frac{129.61 A}{200 A} = 0.648$$

En este caso se debe asumir un tiempo de despeje a la falla, siendo este mayor al tiempo de arranque del motor. Por lo tanto se toma un tiempo inicial de 200ms

Reemplazando “ I_r ” en la expresión

$$TMS_{motores} = \frac{(0.2) * ((7,846)^2 - 1)}{80}$$

$$TMS_{motores} = 0.015$$

Barra MCC alimentador 1 y Alimentador 2.

Debido a que los alimentadores 1 y 2 tienen las mismas características eléctricas y físicas, se calcula un solo ajuste y se configuran las protecciones de estos con el mismo valor.

Para este cálculo se tomó como referencia la norma la norma IEC 60255, optando por la curva “Muy Inversa” cuya expresión para calcular el tiempo de despeje es la siguiente:

$$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1}$$

Despejando TMS

$$TMS = \frac{t * (I_r - 1)}{13.5}$$

Se calcula I_r

$$I_r = \frac{I_{CC3\phi}}{1.3 * I_{nom}}$$

Teniendo en cuenta que la potencia de cada motor es de 100HP se procede a calcular la corriente nominal que circulara en operación normal de la barra, en operación normal estarán encendidos 3 de los 4 motores, uno de esto se encontrará en stand by por lo tanto solo se debe tomar la corriente nominal de 3 motores y una de estas multiplicarla por un factor de 1.3 veces, en el caso de que las corrientes de los equipos fuesen diferente se tomara la corriente del equipo mayor,

$$I_{TOTAL-nom} = 1.3 * I_{nom1} + I_{nom2} + I_{nom3}$$

La corriente nominal de los motores es:

$$I_{nom1} = I_{nom2} = I_{nom3} = 99.7 A$$
$$I_{TOTAL-nom} = 329.01 A$$

El pickup de corriente:

$$I_r = \frac{10.918kA}{(329.01 A)} = 33,18$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 500/5

$$PICKUP = \frac{329.01 A}{500 A} = 0.658$$

Reemplazando " I_r " en la expresión teniendo en cuenta el TMS calculado para los motores siguiendo la selectividad cronométrica

$$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1} = (0.015) * \frac{13,5}{33,18 - 1} = 6.29ms$$

Calculado el tiempo de despeje de la falla se le suma un tiempo adicional de 200ms para no descoordinar con la protección de los motores

$$t_{final} = t + 200ms = 206.3ms$$
$$TMS_{Barras} = \frac{(0.203) * (33,18 - 1)}{13.50}$$
$$TMS_{barras} = 0.492$$

Transformadores PC A y PC B (lado de alta).

Para este cálculo se tomó como referencia la norma la norma IEC 60255, optando por la curva "Muy inversa"

Se calcula la corriente nominal del transformador por el lado de alta

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{2.2MVA}{\sqrt{3} * 4.16kV} = 305.33 A$$

El pickup de corriente se ajusta 1.3 veces la corriente nominal de los transformadores:

$$I_r = \frac{7.916kA}{1.3 * (305.33 A)} = 19.94$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 500/5

$$PICKUP = \frac{305.33 A}{500 A} = 0.6106$$

Reemplazando " I_r " en la expresión teniendo en cuenta el TMS calculado para la barra del MCC siguiendo la selectividad cronométrica

$$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1} = (0.49) * \frac{13,5}{19.94 - 1} = 349.2ms$$

Calculado el tiempo de despeje de la falla se le suma un tiempo adicional de 200ms para no descoordinar con la protección da la barra del MCC

$$t_{final} = t + 200ms = 549.2ms$$

$$TMS_{Trafo} = \frac{(0.5492) * (19.94 - 1)}{13.50}$$

$$TMS_{Trafo} = 0.77$$

Bombas de 1200HP a 4.16kV

Para este cálculo se tomó como referencia la norma la norma IEC 60255, optando por la curva “Muy inversa”.

Debido a que todas las bombas poseen las mismas características eléctricas y físicas, se calcula un solo ajuste y se configuran todas las protecciones de estas con el mismo valor.

Se calcula la corriente nominal de la bomba

$$P = (1200HP) * \frac{(0.746kW)}{1HP} = 895.2kW$$

$$S = \frac{P}{FP} = \frac{895.2kW}{0.9} = 994.67kVA$$

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{994.67kVA}{\sqrt{3} * 4.16kV} = 138.04 A$$

El pickup de corriente se ajusta 1.3 veces la corriente nominal de las bombas:

$$I_r = \frac{7.543\text{kA}}{1.3 * (138.04 \text{ A})} = 42.03$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 200/5

$$PICKUP = \frac{138.04 \text{ A}}{200 \text{ A}} = 0.69$$

En este caso se debe asumir un tiempo de despeje a la falla, siendo este mayor al tiempo de arranque de la bomba. Por lo tanto se toma un tiempo inicial de 200ms

Reemplazando " I_r "

$$TMS_{bombas} = \frac{(0.2) * (42.03 - 1)}{13.5}$$

$$bTMS_{bombas} = 0.607$$

SWG Barra A y Barra B.

Para este cálculo se tomó como referencia la norma la norma IEC 60255, optando por la curva "Muy inversa"

Se calcula la corriente nominal del que suministrara la fuente:

$$I_{nom} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{2.32\text{MVA}}{\sqrt{3} * 4.16\text{kV}} = 321.98 \text{ A}$$

El pickup de corriente se ajusta 1.3 veces la corriente nominal de la fuente:

$$I_r = \frac{68.390\text{kA}}{1.3 * (321.98 \text{ A})} = 163.39$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 500/5

$$PICKUP = \frac{321.98 \text{ A}}{500 \text{ A}} = 0.644$$

Reemplazando " I_r " en la expresión teniendo en cuenta que esta coordinación depende de dos TMS tanto e de las bombas como el del lado de alta de los transformadores se opta por el TMS mayor para que no exista descoordinación

$$t = TMS \times \frac{13,5}{I_r - 1} = (0.77) * \frac{13,5}{163.39 - 1} = 64ms$$

Calculado el tiempo de despeje de la falla se le suma un tiempo adicional de 600ms para no descoordinar con la protección de las bombas ni la del lado de alta de los transformadores

$$t_{final} = t + 600ms = 664.2ms$$
$$TMS_{SWG} = \frac{(0.664) * (163.39 - 1)}{13.50}$$
$$TMS_{SWG} = 7.98$$

4.1.2 AJUSTE DE PARÁMETROS DE PROTECCIÓN INSTANTÁNEA (50).

Barra MCC alimentador 1 y Alimentador 2.

El pickup de instantáneo se ajusta 0.35 veces la corriente de cortocircuito trifásico de la barra por lo tanto:

$$I_{PICKUP} = 0.35 * (10.918kA)$$

$$I_{PICKUP} = 3821.3 A$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 500/5

$$PICKUP = \frac{138.04 A}{500 A} = 7.64$$

Comúnmente se recomienda parametrizar la curva y dar un retardo no superior a 50mS.

Por lo tanto se toma un dial de 0.05

Transformadores PC A y PC B (lado de baja).

El pickup de instantáneo se ajusta 1.35 veces la corriente de cortocircuito trifásico del trafo por lo tanto:

$$I_{CC3\phi 4.16kV} = I_{CC3\phi 0.48kV} * \frac{V_{0.48kV}}{V_{4.16kV}} = 199.83kA * (0.1153)$$

$$I_{CC3\phi 4.16kV} = 23.057kA$$

$$I_{PICKUP} = 1.35 * (31.127kA)$$

$$I_{PICKUP} = 31.127kA$$

Teniendo en cuenta que se tiene un TC de relación 500/5

$$PICKUP = \frac{31.127kA}{500 A} = 62.25$$

Comúnmente se recomienda parametrizar la curva y dar un retardo no superior a 50mS.

Por lo tanto se toma un dial de 0.05

RESUMEN DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

Elemento	T (ms)	TMS	Curva IEC	Tipo de protección
GW CT 1401A	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401B	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401C	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401D	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401E	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401F	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401G	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
GW CT 1401H	200	0.15	“extremadamente inversa”	51
Alimentador 1	206.3	0.492	“Muy inversa”	51
Alimentador 2	206.3	0.492	“Muy inversa”	51
Alimentador 1	50	N/A	N/A	51
Alimentador 2	50	N/A	N/A	50
TR PC A (0.48kV)	50	N/A	N/A	50
TR PC A (4.16kV)	549.2	0.77	“Muy inversa”	51
TR PC B (0.48kV)	50	N/A	N/A	50
TR PC B (4.16kV)	549.2	0.77	“Muy inversa”	51
GWP 1401A	200	0.607	“Muy inversa”	51
GWP 1401B	200	0.607	“Muy inversa”	51
GWP 1401C	200	0.607	“Muy inversa”	51
BCI CRUDO	200	0.607	“Muy inversa”	51
SWG Barra A	664.2	7.98	“Muy inversa”	51
SWG Barra B	664.2	7.98	“Muy inversa”	51

Cuadro 16. Resumen de valores de ajuste de las protecciones para la S/E TAE 1*.

* Por autores.

4.1.3 CUADROS DE PROTECCIONES.

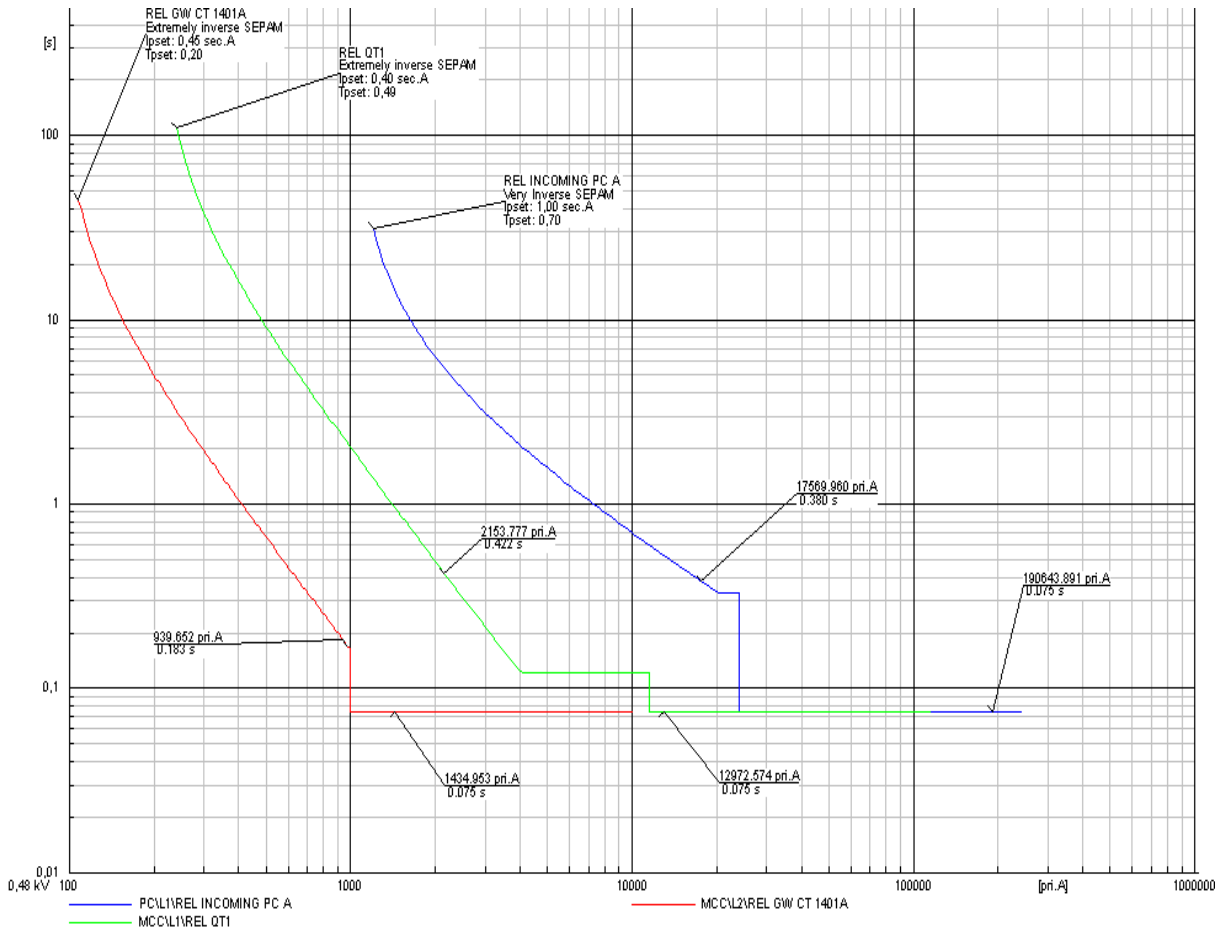


Figura 22. Protecciones coordinadas de motores GW CT 1401, Interruptor MCC QT1 y lado BT del transformador TR PC A*.

Este cuadro de protecciones aplica para cualquier motor GW CT 1401 hasta el interruptor de baja tensión del transformador que lo alimenta, pasando por su respectivo interruptor de barra en el MCC.

* Realizado por autores en Digsilent ©.

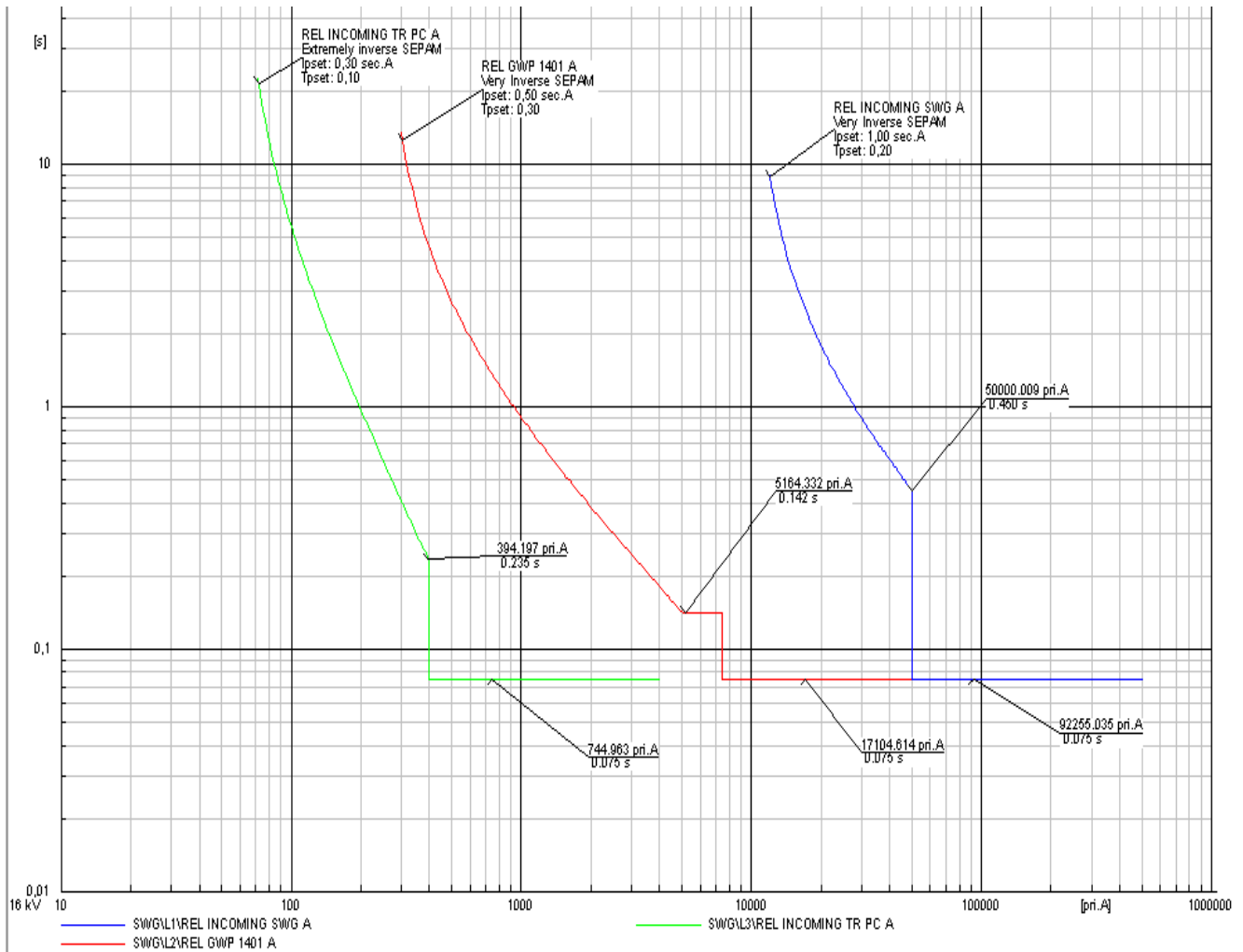


Figura 23. Protecciones coordinadas de motores GW 1401, transformador TR PC A en AT y el Interruptor de la barra del Switchgear barra A.

Este cuadro de protecciones aplica para cualquier motor GW 1401 y los transformadores TR PC con el interruptor del local de la barra del Switchgear.

* Realizado por autores en Digsilent ©.

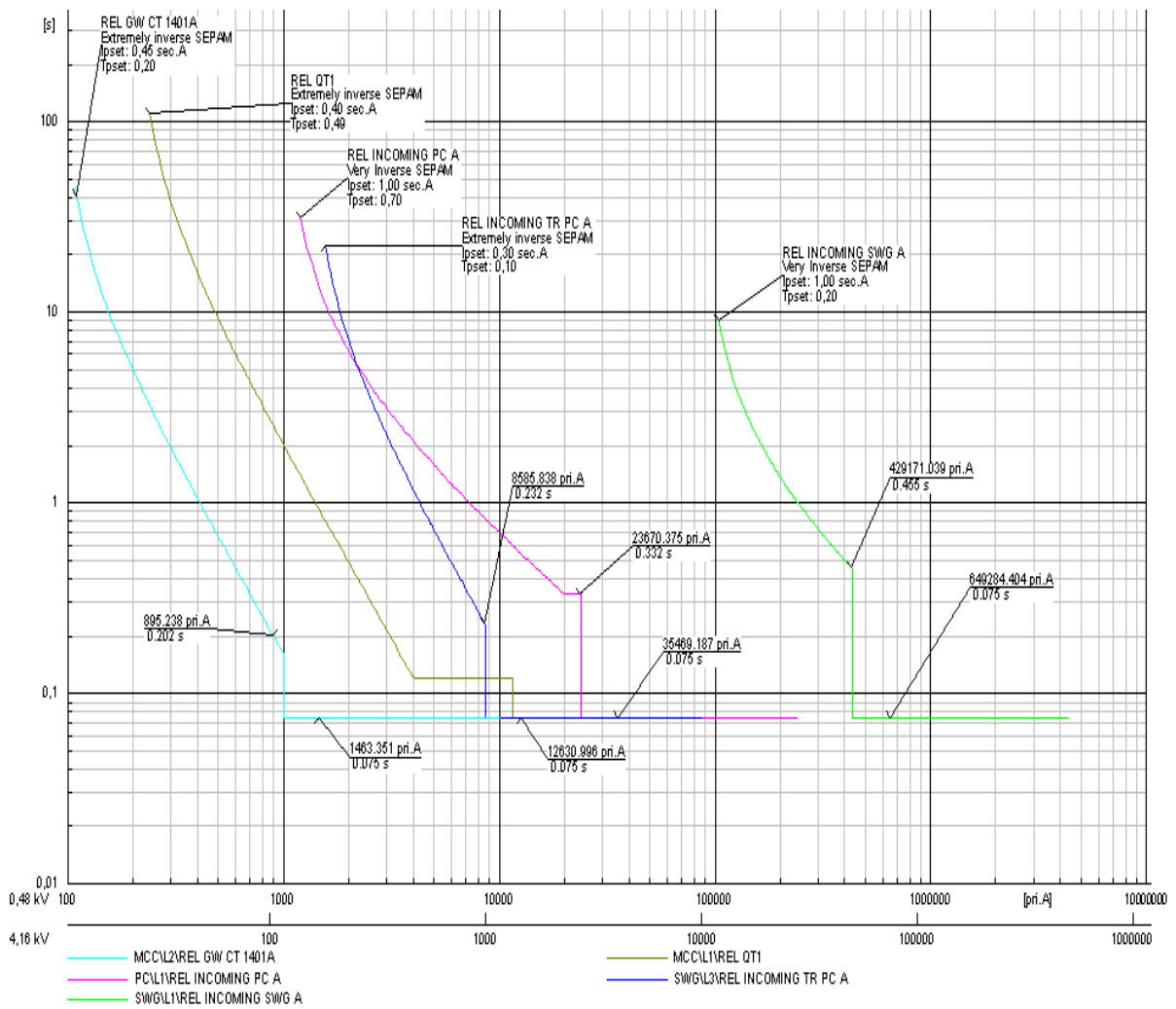


Figura 24. Protecciones coordinadas desde 0.48kV hasta la barra de 4,16kV*.

* Realizado por autores en Digsilent ©.

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.

5.1 RECOMENDACIONES.

Existen diversas técnicas de protección y conviene conocerlas bien antes de emitir una solución se aconseja hacer un estudio previo de la instalación, con el fin de obtener una selección y ajuste optimo de los equipos.

Para cada caso de estudio, se debe conocer el funcionamiento del sistema eléctrico y sus variantes operativas, esto con el fin de tener un estudio de cortocircuito para cada punto de trabajo de la instalación y en base a este calcular los ajuste de las protecciones que se requieren para la situación.

Cuando se ajusten las protecciones debe tenerse muy en cuenta la capacidad de apertura del interruptor, es posible que se estimen algunos ajustes de las protecciones en base a corrientes de cortocircuito estimadas para ofrecer continuidad del servicio, si estos ajustes superan la capacidad de interrupción del equipo pueden ocurrir graves daños de la instalación como consecuencia de la no apertura del interruptor.

Al momento de implementar protecciones para grandes áreas de consumo, es recomendable usar relés de tipo numérico, los cuales brindan muchas de las funciones de protección o se encuentran especificados para su instalación en determinados equipos.

En baja tensión, es recomendable usar interruptores con unidad de protección electrónica incorporada para facilitar la implementación, además este tipo de unidades traen sistemas de auto diagnóstico lo que permite identificar la tendencia de falla del equipo y los valores de las variables eléctricas.

Se debe recordar al momento de instalar los TC's de protección que estos deben ser de núcleo de saturación lenta y siempre debe ir aterrizado en la dirección del equipo a proteger.

Para el modelamiento del sistema eléctrico, cree modelos individuales de cada uno de los equipos, esto con el fin de tener sistemas lo más parecidos a la realidad, facilitando así el ajuste y la edición del modelo del sistema eléctrico bajo estudio.

Siempre y cuando sea necesario, en algunos relés se pueden inhabilitar partes de la curva de disparo para ser reemplazados por curvas de dispositivos como fusibles.

Una muy buena práctica y la cual es poco usada por su costo adicional es configurar los relés de protección para hacer selectividad lógica, al momento de implementar esta técnica mejora la respuesta ante una falla de los relés y se pueden obtener mejores tiempos de maniobra de los interruptores.

Se recomienda la implementación de relés numéricos, por su simple modificación de parámetros, realizable por un electricista calificado y porque estos equipos son capaces de asumir varias de estas funciones como: las medidas, lecturas y protecciones.

5.2 CONCLUSIONES.

Para el desarrollo de este documento se tuvo la oportunidad revisar diversas fuentes y experiencias de personas que han trabajado en el campo específico y combinarlas con la experiencia particular de los autores obteniendo así las siguientes conclusiones:

La recopilación de las técnicas para realizar protección de equipos eléctricos es tan extensa como la cantidad de equipos y campos de aplicación, por tal razón fue necesario acotar este alcance, tratando así solo las técnicas más usadas y efectivas a nivel industrial.

Con el diseño, ajuste y posterior implementación de un adecuado sistema de protecciones eléctricas, se asegura la operatividad y confiabilidad del sistema eléctrico, garantizado la seguridad de las personas, el medio ambiente y la instalación. Todo anterior se puede lograr siguiendo las recomendaciones dadas en este documento al momento de hacer la inspección del área a proteger.

Al analizar y evaluar las técnicas más usadas para realizar coordinación de protecciones, en definitiva la selectividad y sus variantes se constituyen como la mejor técnica porque se puede realizar mejor administración de los disparos de las protecciones, asegurando la disponibilidad de los sistemas, la integridad de las personas y equipos, reduciendo las salidas de plantas por fallas eléctricas menores y por ende reduciendo las pérdidas económicas por paros de producción no programados, disminuye los costos de las reparaciones de los equipos gracias al oportuno despeje de la falla.

Los parámetros de cortocircuito y tiempo de despeje de falla son muy importantes para estimar el ajuste de los relés de protección, sin embargo parámetros como la velocidad de apertura y poder de corte de los interruptores entre otros, también juegan un papel importante al momento de realizar el ajuste y garantizar la eficacia de la protección y la real coordinación del sistema.

Mantener o integrar un sistema de comunicación de los dispositivos de protección con los sistemas de gestión de una planta permite en todo instante conocer los datos eléctricos, los defectos y sucesos en su orden cronológico, la posición de los interruptores automáticos y de otros sistemas de maniobra, saber si todo funciona bien (WATCHDOG),efectuar las maniobras de la instalación, analizar las numerosas medidas necesarias para optimizar el uso de la instalación, conducir del mejor modo posible la red gracias a un cuadro de mandos completo y amigable.

Todo el material contenido en este documento apunta hacia la mejora de la seguridad y de la disponibilidad de la energía para todas las áreas de la instalación, mayor eficacia en el control de eventos, facilidad y reducción de los costos de mantenimiento y reducción de paradas y pérdidas para las empresas del sector industrial que adopten estas técnicas.

6. BIBLIOGRAFÍA.

- Norma IEC 60947- revisión 2, 2008.
- Norma IEC 60990 –Ed. 2, 1999.
- Norma IEC 60255-26 – revisión 2, 2008.
- Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal, Carlos Zapata y Germán Mejía, 2003.
- Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN, COES-SINAC, 2005.
- Science of protective relaying, C Russell Mason, 1997.
- Protección de sistemas eléctricos, Samuel Rodríguez Castaño.
- Cuadernos técnicos Schneider Electric.
- Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano.
- Standards and practices for instrumentation, Vol 2, 9th Edition, ISA.
- Preventive Maintenance of Industrial Control and Systems Equipment, NEMA ICS 1.3-1986 (R2001, R2009).
- Documentos de ingeniería detallada para el contrato 5208898, Obra de adecuaciones civiles, instalación de los equipos principales “MCC y protecciones eléctricas” traslado de cargas, cambio de acometidas eléctricas y adecuación de áreas o sistemas desmantelados en la subestación eléctrica de la TAE I de la refinería de Cartagena S.A. 2010.