



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD EN REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor:
Gonzalo Arrieta Martínez

Directores:
Matías Sánchez Mingarro
Javier Figuera Pozuelo

Madrid
Julio 2015

Proyecto realizado por el alumno/a:

Gonzalo Arrieta Martínez

Fdo.: 

Fecha: 06/07/2015

Autorizada la entrega del proyecto cuya información no es de carácter
confidencial

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Matías Sánchez Mingarro

Javier Figuera Pozuelo

Fdo.: 

Fecha: 7/7/2015



Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:

Fecha: ___/___/___

ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LOS TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD EN REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor: Arrieta Martínez, Gonzalo.

Directores: Sanchez Mingarro, Matías.

Figuera Pozuelo, Javier.

Entidad Colaboradora: Red Eléctrica de España (REE).

RESUMEN DEL PROYECTO

Los transformadores de intensidad, también conocidos como TI, se utilizan para adaptar las corrientes que circulan en las redes eléctricas (transporte, distribución y generación) a unos valores de trabajo para los equipos de medida y protección. Básicamente, su función es reducir el valor de la corriente para que pueda ser leída por los relés de protección y medida, y así controlar en todo momento lo que pasa en la red, y, si fuese necesario, hacer que los relés de protección actuasen.

Sin embargo, esto no es tan sencillo, pues muchos sistemas de protección deben actuar en los primeros instantes de las perturbaciones que acontecen en las redes eléctricas. En estos primeros instantes suelen tenerse fenómenos transitorios que los transformadores de medida deben ser capaces de tratar con la suficiente precisión. Los errores en la salida del TI causan algunas veces el retraso en una operación de protección o causan operaciones innecesarias. Por ello, el funcionamiento de dichos transformadores debe ser analizado cuidadosamente.

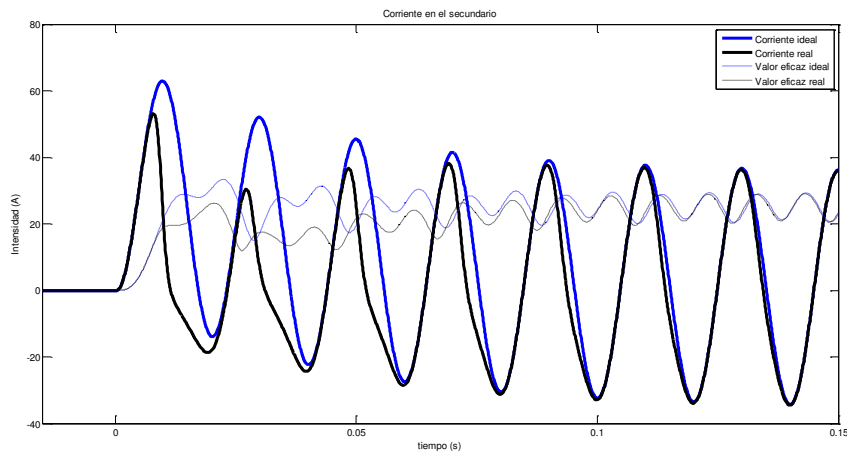
Los TI cumplen una función muy importante dentro del sistema de protección de una red eléctrica y deben ser estudiados cuidadosamente. Este proyecto trata de estudiar cómo se comporta un TI ante faltas en la red de transporte y de si las protecciones conectadas a ellos actúan correctamente en caso de funcionamiento anormal del transformador.

Para facilitar el análisis se creará una herramienta de simulación que permita prever como va a actuar el TI frente a las distintas situaciones que podría afrontar.

Dicha herramienta de simulación proporciona una idea de cómo será la corriente en el secundario del TI introduciéndoles los valores de entrada de la corriente y algunos datos propios. Se analizan dos transformadores de intensidad, uno para red de 400kV y otro de 220kV.

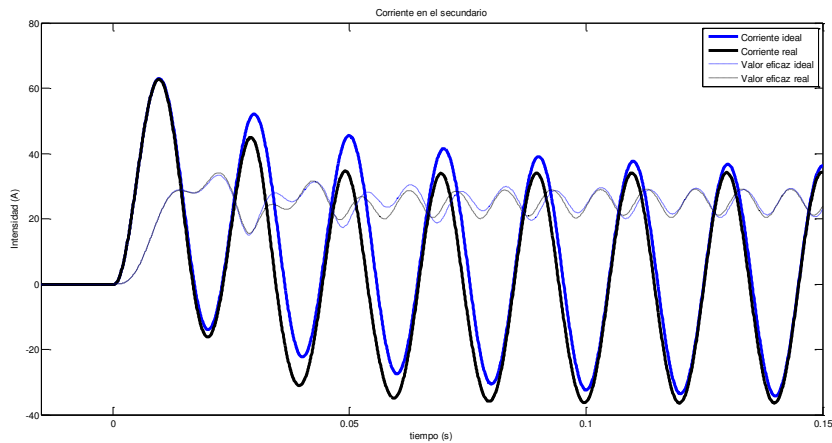
Se analizará el funcionamiento de los TI en función de la corriente de entrada, de su relación de transformación y de su carga secundaria. A continuación se ven varios ejemplos con un TI de relación 3000/5A.

- Corriente primaria de 15kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

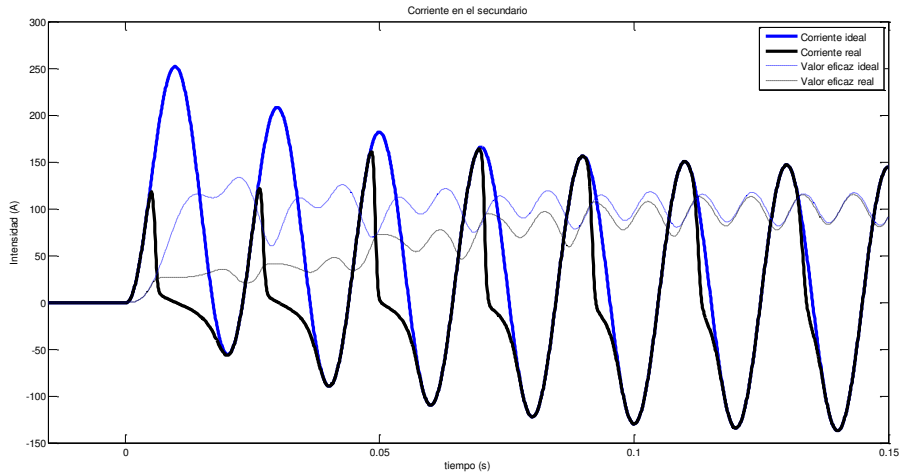


$I_p=15kA$, Carga= 2Ω

Esta corriente hace saturar el transformador de intensidad ya que la componente continua de la intensidad de falta es muy elevada. También se observa que en este caso el TI está cargado con su carga de precisión. Ahora bien, si la corriente cambia o cambia la carga, el resultado será diferente.



$I_p=15kA$, Carga= $0,6\Omega$



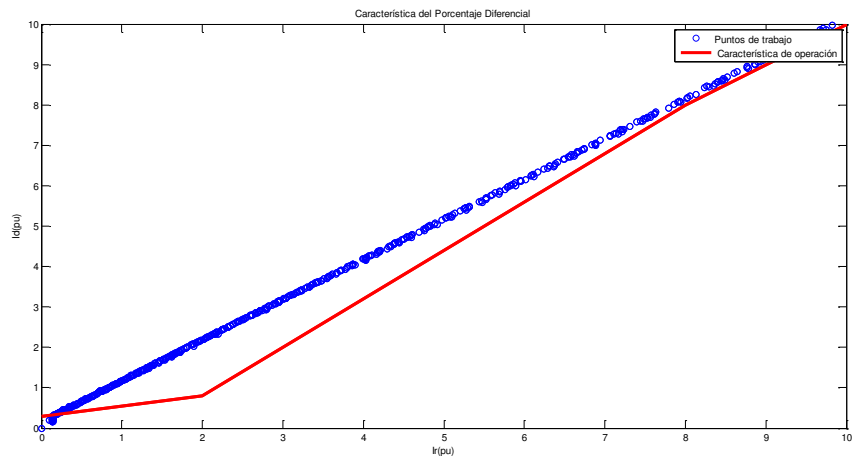
$I_p=60kA$, Carga= 2Ω

Se observa que al reducir la carga, el TI tarda más en saturar, mientras que al aumentar la corriente primaria pasa lo contrario.

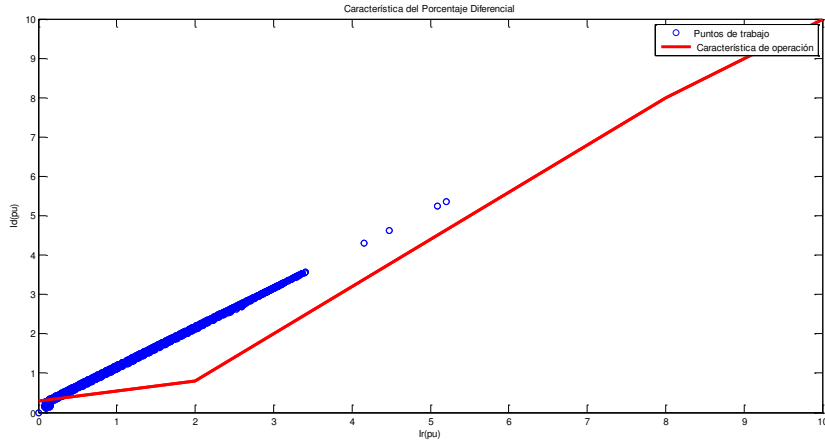
Este será el procedimiento a seguir con los dos TI, los cuales serán analizados con distintas relaciones de transformación.

Una vez analizados los transformadores de intensidad se procederá a analizar distintas protecciones en función de los datos obtenidos. Se han analizado la protección diferencial de transformador (87T) de General Electric, la protección diferencial de línea (87L) de ABB y la protección de distancia (21) de SEL.

Se analizará si la protección actúa cuando debe en casos de falta interna y externa. Se verá que cuando en el TI aparece la saturación, los relés de protección miden valores que no son los que hay en realidad en la red.



Característica diferencial de transformador con cortocircuito interno.



Característica diferencial de transformador con falta externa.

Se observa que en ambos casos la protección diferencial de transformador actuará. Cuando ocurre una falta interna, la protección actúa como es debido pero en el segundo caso la protección no tendría que actuar. Esto se debe a la saturación de los TI.

Como se ha podido concluir, este estudio es muy importante para garantizar el buen funcionamiento del sistema de protección de la red eléctrica. Tanto transformador como relé deben analizarse en conjunto, pues no todas las protecciones actúan correctamente conectadas a cualquier TI, ni todo TI sirve para cualquier protección.

STUDY AND SIMULATION OF THE DYNAMIC BEHAVIOR OF THE CURRENT TRANSFORMERS IN TRANSMISSION OF ELECTRICITY SYSTEMS

Author: Arrieta Martínez, Gonzalo

Supervisors: Sanchez Mingarro, Matías

Figuera Pozuelo, Javier

Participating Institution: Red Eléctrica de España (REE)

ABSTRACT

Current transformers, also known as CT, are used to adapt the currents flowing in the electricity network (transmission, distribution and generation systems) to working values for the measuring and protection equipment. Basically, its function is to reduce the current values in order to be read by the measuring and protection relays and to control in every moment what it is happening in the electricity network and, if necessary, make the protection relays act.

However, a lot of protection systems must act in the first instants of the disturbances occurring in the electricity network. Often, in these moments appear transient phenomena that measuring transformers must be able to attend with the sufficient accuracy. Output errors in CT could cause delays or unnecessary operations. Therefore, the behavior of these transformers should be carefully analyzed.

Current transformers play a significant role inside the system protection. This project aims to study the behavior of CTs when faults appear in the electricity network and how the relays connected to a CT works in an abnormal behavior of the current transformer.

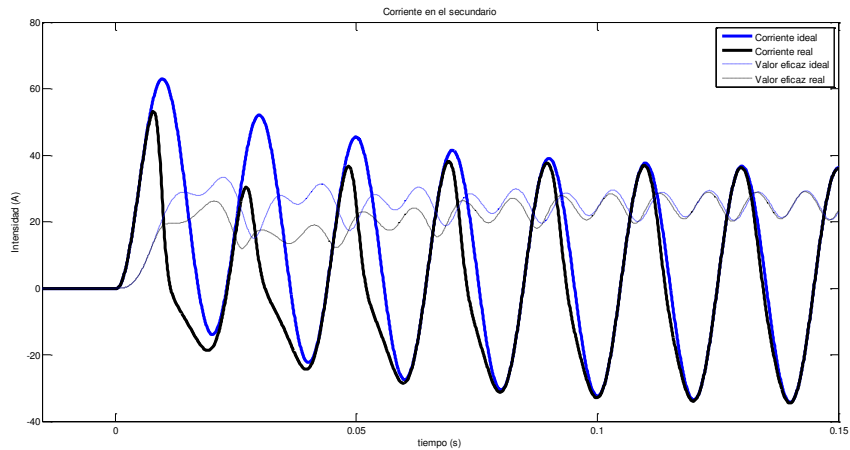
To do the analysis it will be created a simulation tool to forecast how a CT will behave facing different situations.

This simulation tool provides an idea of how will be the CT secondary current introducing the primary current data and some own data. It will be analyzed two current transformers, one for a 400kV system and the other for 220kV.

The behavior of the CT will be function of the primary current, the transformation ratio and the secondary burden.

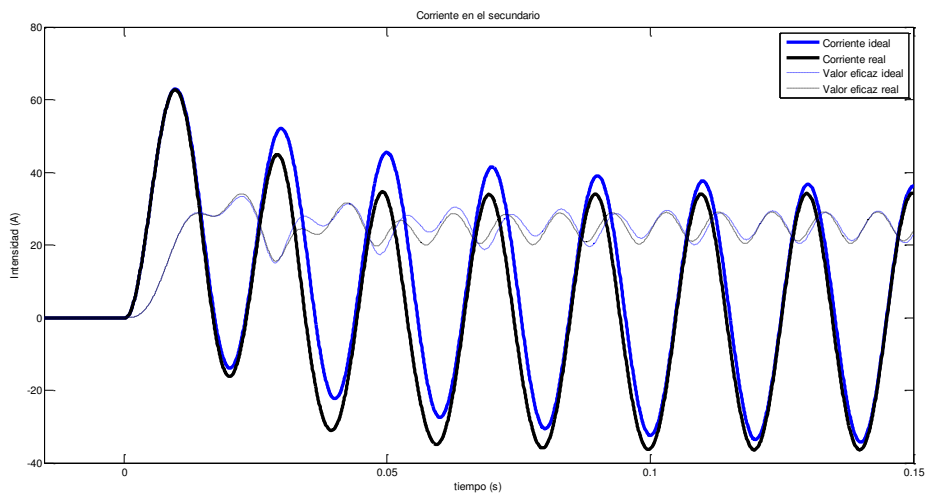
Here there are a few examples with a CT with a 3000/5A ratio.

- Primary current of 15kA rms, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (accuracy burden)

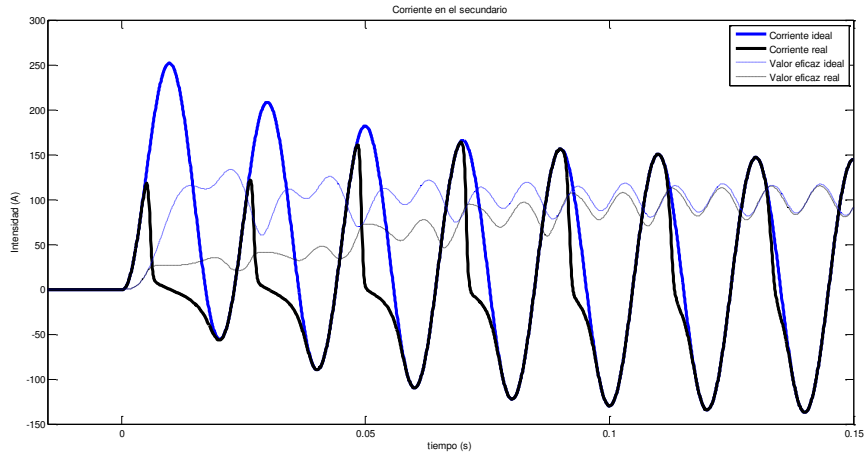


$I_p=15\text{kA}$, Burden= 2Ω

This current saturates the current transformer because the DC component of the current fault is very high. In this case the CT is charged with his accuracy burden. But if the current or the burden value change, the result will be different.



$I_p=15\text{kA}$, Burden= $0,6\Omega$

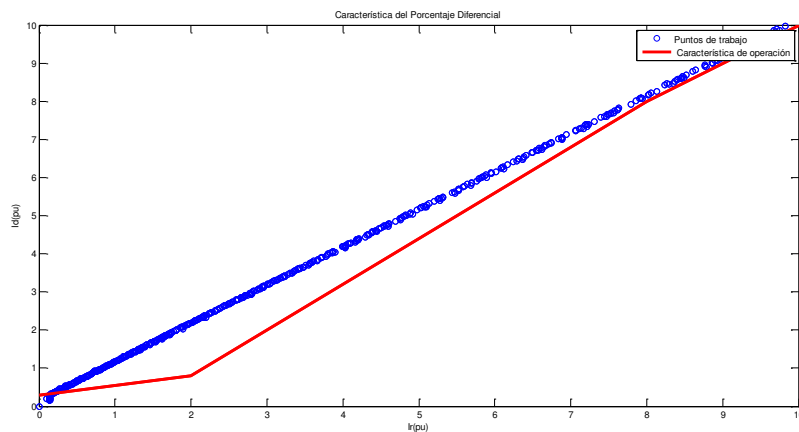


$I_p=60\text{kA}$, Burden= 2Ω

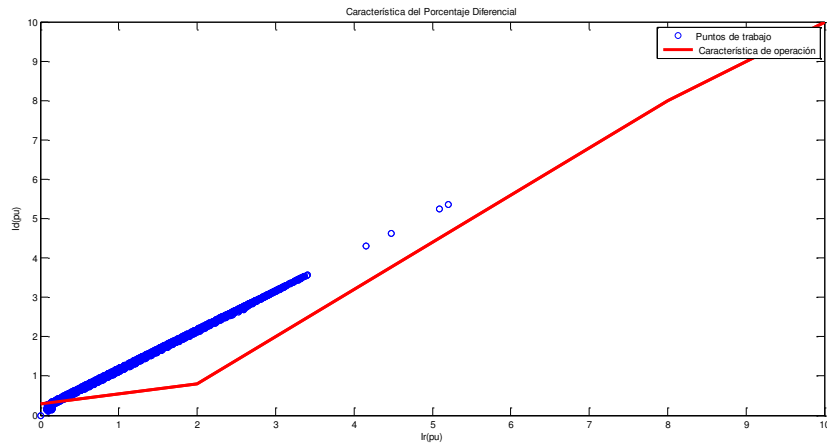
It is noted that by reducing the burden, the CT takes longer to saturate while if the primary current gets lower, the saturation in the current transformer starts sooner. This will be the procedure with the two CTs which will be analyzed with different transformer ratios.

Once CTs are analyzed it will be procedure to analyze the different protection relays depending of the data obtained. The General Electric transformer differential protection (87T), the ABB line differential protection (87L) and the SEL distance protection are analyzed in this project.

These relays will be studied in different cases, for example when appears internal or external faults. It will see that these relays measure different values that there really are in the electric system because the saturation of the current transformers.



Transformer differential protection characteristic with internal fault.



Transformer differential protection characteristic with external fault.

In both cases the transformer differential protection will act. When an internal fault occurs the differential relay act as it have to do it, but in the external fault case it should not have to act. This is caused by the saturation of the CTs.

As it can conclude, this study is very important to guarantee the correct behavior of the protection system in the electricity network. Both, the relay and the transformer, have to be analyzed together, because not all the relays act correctly connected to any transformer neither every transformer are valid for any protection.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
ESPECIALIDAD ELÉCTRICA

ESTUDIO Y SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD EN REDES DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Autor:
Gonzalo Arrieta Martínez

Directores:
Matías Sánchez Mingarro
Javier Figuera Pozuelo

Madrid
Julio 2015

Tabla de contenido

ÍNDICE DE TABLAS	4
ÍNDICE DE FIGURAS.....	5
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1 Motivación del proyecto.....	9
1.2 Objetivos del proyecto	10
CAPÍTULO 2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD	12
2.1 Circuito equivalente de un TI.....	12
2.2 Transformadores de intensidad para medida.....	13
2.3 Transformadores de intensidad para protección.....	14
2.3.1 Clasificación.....	15
2.4 Errores de relación y de fase	17
2.4.1 Error de relación.....	17
2.4.2 Error de fase	17
2.5 Curva de excitación.....	19
2.6 Respuesta en Régimen Transitorio.....	20
2.7.1 Sobredimensionamiento del núcleo.....	22
2.7 Funcionamiento en caso de sobrecorriente	24
2.8 Carga	25
2.9 Resistencia a los cortocircuitos	27
2.9.1 Intensidad límite térmica ($I_{limTERM}$).....	28
2.9.2 Intensidad límite dinámica(I_{limDIN})	28
2.10 Niveles de aislamiento	29
CAPÍTULO 3. FALTAS EN LA RED DE TRANSPORTE	30
3.1 Faltas Simétricas	30
3.1.1 Cortocircuito trifásico	31

3.1.2	Cortocircuito trifásico a tierra	31
3.2	Faltas asimétricas	31
3.2.1	Cortocircuito bifásico	31
3.2.2	Cortocircuito bifásico a tierra.....	32
3.2.3	Cortocircuito monofásico	32
CAPÍTULO 4. PROTECCIÓN DE LA LÍNEAS RED ELÉCTRICA		33
4.1	Relé de sobrecorriente	33
4.2	Relé diferencial	35
4.3	Relé de distancia.....	36
4.3.1	Medida de la impedancia de falta.....	39
4.3.2	Zonas de protección	39
CAPÍTULO 5. PROGRAMA DE SIMULACIÓN		41
5.1	CorrienteCortocircuito.m	41
5.2	CurvaMagnetización.m	44
5.3	CorrienteSalidaTI.m.....	45
5.4	Protecciones.m	49
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LOS TIs.....		50
6.1	TI para red de 400kV	50
6.1.1	Relación de transformación 3000/5 A.....	51
6.1.2	Relación de transformación 1500/5A.....	57
6.2	TI para red de 220kV	61
6.2.1	Relación de transformación 2000/5A.....	62
6.2.2	Relación de transformación 1000/5A.....	65
CAPÍTULO 7. ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS PROTECCIONES		67
7.1	Diferencial de transformador de General Electrics (87T)	67
7.1.1	Porcentaje Diferencial	68
7.1.2	Diferencial Instantáneo	76
7.2	Protección diferencial de línea de ABB (87L)	77

7.3	Protección de distancia de SEL (21)	82
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES		84
BIBLIOGRAFÍA		86
ANEXOS		87
Anexo I.	CorrienteCortocircuito.m	88
Anexo II.	Curva de Magnetización.m	90
Anexo III.	CorrienteSalidaTI.m	91
Anexo IV.	Protecciones.m	95
Anexo IV. I.	DiferencialTrafoGeneralElectrics.m	95
Anexo IV. II	DiferencialLineaABB.m	97
Anexo IV. III.	DistanciaSEL.m	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de los distintos TI para protección	16
Tabla 2. Límites de errores para los distintos TI para protección.....	16
Tabla 3. Límites del error de relación y del desfase según norma UNE para TI para medida.....	18
Tabla 4. Errores para transformadores de gama extendida.....	18
Tabla 5. Errores para transformadores de corriente para protección.....	18
Tabla 6. Parámetros del ejemplo de un cortocircuito.....	21
Tabla 7. Constantes de tiempo típicas.....	21
Tabla 8. Consumos en VA de aparatos alimentados por TI.....	26
Tabla 9. Niveles de aislamiento según las diversas normas.....	29
Tabla 10. Datos de entrada del programa CorrienteCortocircuito.m.....	42
Tabla 11. Datos de entrada del programa CorrienteSalidaTI.m	45
Tabla 12. Datos de un CT-400kV	50
Tabla 13. Datos de un CT-220kV	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Circuito equivalente de un TI.....	12
Figura 2. Curvas de excitación para distintas relaciones de transformación	19
Figura 3. Simulación de una corriente de falta (azul), dividida en sus dos componentes: continua (roja) y alterna (verde)	21
Figura 4. Curvas de histéresis	24
Figura 5. Comportamiento de sobrecorriente de TI bajo carga de precisión.....	25
Figura 6. Gráfico del consumo en VA de los cables normalmente utilizados.....	26
Figura 7. Circuito radial.....	34
Figura 8. Conexión de un relé de distancia	37
Figura 9. Característica OHM de una protección de distancia	37
Figura 10. Característica MHO de una protección de distancia	38
Figura 11. Característica MHO con offset de una protección de distancia	38
Figura 12. Característica cuadrangular de una protección de distancia	38
Figura 13. Característica tiempo-distancia de una protección de distancia.....	39
Figura 14. Relé de distancia: esquema escalonado	40
Figura 15. Corriente primaria simulada en el programa CorrienteCortocircuito.m	43
Figura 16. Curva de magnetización de un TI de protección 0,5-5P20	44
Figura 17. Corriente en el secundario de un TI simulada con saturación	48
Figura 18. Curva de magnetización de un CT-400kV	51
Figura 19. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=15\text{kA}$, $N=3000/5\text{A}$, Offset=1 y carga nominal	52
Figura 20. Corriente en el secundario de un CT-400 con carga máxima para que no haya saturación, $I_p=15\text{kA}$, Offset=1 y $N=3000/5\text{A}$	53
Figura 21. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40\text{kA}$, Offset=1, $N=3000/5\text{A}$ y carga nominal	53

Figura 22. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=3000/5\text{A}$ y carga mínima	54
Figura 23. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=3000/5\text{A}$ y carga nominal	55
Figura 24. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=3000/5\text{A}$ y carga mínima	55
Figura 25. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60\text{kA}$, $\text{Offset}=0$, $N=3000/5\text{A}$ y carga nominal	56
Figura 26. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=15\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal	57
Figura 27. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal	58
Figura 28. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal	59
Figura 29. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=30\text{kA}$, $\text{Offset}=0$, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal	60
Figura 30. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=70\text{kA}$, $\text{Offset}=0$, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal	60
Figura 31. Curva de magnetización de un CT-220kV	62
Figura 32. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=15\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=2000/5\text{A}$ y carga nominal	62
Figura 33. Corriente en el secundario de un CT-220 de gran remanencia con $I_p=15\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=2000/5\text{A}$ y carga nominal	63
Figura 34. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=50\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=2000/5\text{A}$ y carga nominal	64
Figura 35. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=10\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=1000/5\text{A}$ y carga nominal	65

Figura 36. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=30\text{kA}$, Offset=1, N=1000/5A y carga nominal	66
Figura 37. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=30\text{kA}$, Offset=0, N=1000/5A y carga nominal	66
Figura 38. Esquema de una protección diferencial de transformador	67
Figura 39. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE.....	69
Figura 40. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE simulada con Matlab	70
Figura 41. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE en una situación normal de funcionamiento.....	72
Figura 42. Corrientes en el lado de alta de un transformador con cortocircuito interno	72
Figura 43. Corrientes en el lado de baja de un transformador con cortocircuito interno	73
Figura 44. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con cortocircuito interno	73
Figura 45. Corrientes en el lado de alta de un transformador con falta monofásica en el lado de baja.....	74
Figura 46. Corrientes en el lado de baja de un transformador con falta monofásica en el lado de baja.....	74
Figura 47. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con falta monofásica en el lado de baja(I).....	75
Figura 48. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con falta monofásica en el lado de baja(II)	75
Figura 49. Característica operacional de un Porcentaje Diferencial de línea de ABB ...	77
Figura 50. Ejemplo de aplicación de una línea con tres terminales	78
Figura 51. Característica de Porcentaje Diferencial de línea de ABB con falta interna.	80
Figura 52. Característica de Porcentaje Diferencial de línea de ABB con falta externa	81
Figura 53. Protección de distancia de SEL.....	82

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Cuando los valores de tensión o corriente son demasiado altos que no permiten la conexión directa de los instrumentos de medida entran en juego los transformadores de medida. Estos transformadores deben producir una réplica a escala reducida de la onda de entrada, si es un transformador de tensión reducirá la onda de tensión, y si es de intensidad será ésta la que se vea reducida. Esta reducción deberá tener la precisión requerida en función de la medida que se quiera hacer. Esto es posible gracias al gran rendimiento de los transformadores.

Los transformadores de intensidad, también conocidos como TI, se utilizan para adaptar las corrientes que circulan en las redes eléctricas (transporte, distribución y generación) a unos valores de trabajo para los equipos de medida y protección. Básicamente, su función es reducir el valor de la corriente para que pueda ser leída por los relés de protección y medida y así controlar en todo momento lo que pasa en la red, y, si fuese necesario, hacer que los relés de protección actúen.

Sin embargo, esto no es tan sencillo, pues muchos sistemas de protección deben actuar en los primeros instantes de las perturbaciones que acontecen en las redes eléctricas. En estos primeros instantes suelen tenerse fenómenos transitorios que los transformadores de medida deben ser capaces de tratar con la suficiente precisión. Los errores en la salida del TI causan algunas veces el retraso en una operación de protección o causan operaciones innecesarias. Por ello, el funcionamiento de dichos transformadores debe ser analizado cuidadosamente.

El proyecto se basa en analizar el comportamiento de los transformadores de intensidad (TI) en la red de transporte, y a partir de los resultados obtenidos analizar el comportamiento de los relés de medida y protección que están conectados a dichos TI.

Se trata de crear un programa al que se le den las características de la red a la que se conecta el transformador y las características del propio transformador. En función de

eso, el programa analizará cómo se comporta el TI frente a faltas en la red. El programa será capaz de simular la corriente en el secundario en función del tiempo.

El proyecto también se extenderá a analizar las protecciones que se conectan en el secundario de los TI, teniendo en cuenta que deben cumplir con las características de cada fabricante.

1.1 Motivación del proyecto

Gracias al uso de los transformadores se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, lo cual sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial. Por otra parte, también se evita utilizar instrumentos especiales y caros, cuando se quieren medir corrientes intensas.

La actuación de un TI es de vital importancia para la correcta operación del sistema de protecciones. Su construcción no es demasiado compleja y durante periodos normales en la red actúan de buena manera. Sin embargo, su actuación durante faltas severas ha sido una mayor área de preocupación para los ingenieros encargados de la protección del sistema eléctrico.

Diseñar un TI para una aplicación de protección siempre ha sido un reto. Dimensionarlo hasta un valor que le permita transferir la máxima corriente de falta esperada sin ninguna distorsión resultaría en transformadores de intensidad con una tensión de codo muy alta. El coste y tamaño de dichos transformadores pueden ser también demasiado grandes y poco prácticos. Incluso diseñando un TI que no sature bajo las peores faltas no garantiza que actúe correctamente. Esto es debido al flujo remanente del núcleo magnético del transformador.

Por todo ello, los TI cumplen una función muy importante dentro del sistema de protección de una red eléctrica y deben ser estudiados cuidadosamente. Este proyecto trata de estudiar cómo se comporta un TI ante faltas en la red de transporte y de si las protecciones conectadas a ellos actúan correctamente en caso de funcionamiento anormal del transformador.

Los TI son unos dispositivos que cobran gran importancia dentro del sistema eléctrico, ya que se encargan de que los equipos de medida y protección puedan leer en todo momento lo que está pasando en la red y actuar cuando deban hacerlo. Debido a que en la red de transporte las corrientes que circulan por la línea son muy elevadas mientras que las tensiones caen, se utilizan los TI para disminuir las corrientes y adaptarlas para que se puedan medir. Si esto fallara, las protecciones del elemento que se desea proteger (transformadores, líneas, generadores, etc) fallarían también siendo fatal para la línea y el sistema eléctrico.

Los TI están conectados a la red de transporte, por lo que si hay un fallo en la red, por ejemplo, un cortocircuito, el TI debe aguantar la corriente que circulará por él y a la vez transmitir la corriente al secundario con fiabilidad.

Para facilitar el análisis se creará una herramienta de simulación que permita prever como va a actuar el TI frente a las distintas situaciones que podría afrontar y cómo analizar si es correcto su uso en esa situación.

Los aparatos de medida y protección conectados a dichos transformadores actuarán en función de las corrientes secundarias que les lleguen. Deben tener en cuenta los casos de saturación del TI y es importante saber si en estos casos las protecciones actuarían correctamente. Existen protecciones que responden adecuadamente cuando el TI se satura y otras que no. Todo esto hay que analizarlo antes de conectar un equipo de protección a un TI y a una red eléctrica.

1.2 Objetivos del proyecto

Los objetivos que persigue este proyecto son los siguientes:

- ✓ Analizar la respuesta de los TI ante faltas en la red eléctrica. Se tendrá en cuenta la saturación de los transformadores y la posibilidad de que haya flujo remanente en su núcleo magnético.

- ✓ Crear una herramienta de simulación que permita, gracias a un programa, simular la respuesta de un TI. A este programa se le darán datos de la red eléctrica a la que esté conectado el transformador y sus características propias.

- ✓ Analizar la actuación de las distintas protecciones en función de los resultados del transformador. Se analizarán diversos fabricantes de protecciones (ABB, GE, SEL, Siemens) así como diversos tipos.

CAPÍTULO 2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

2.1 Circuito equivalente de un TI

El estudio del comportamiento de un transformador de intensidad se hace usando su circuito equivalente., el cual está compuesto por la impedancia primaria, la impedancia secundaria y una rama magnética entre ambas con su respectiva impedancia magnética.

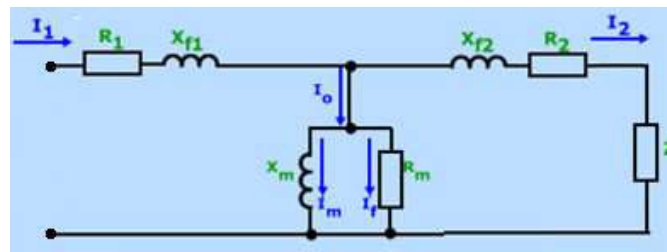
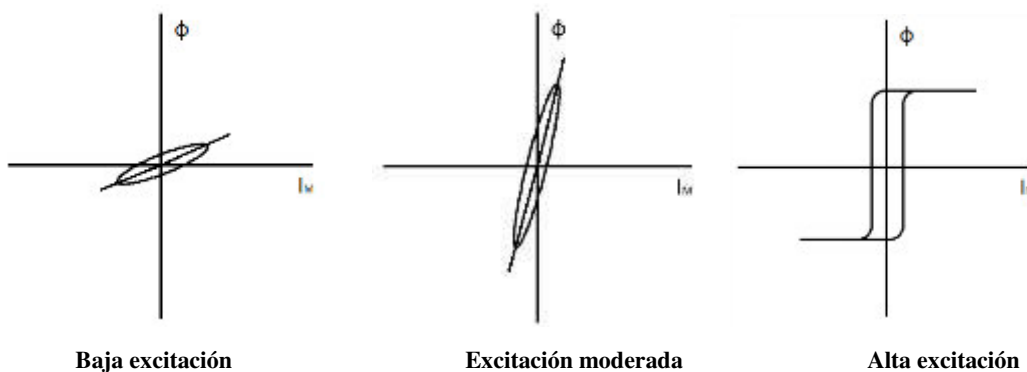


Figura 1. Circuito equivalente de un TI

La magnetización es un fenómeno no lineal, por lo que el valor de la reactancia magnética variará para cada nivel de excitación.

En las siguientes gráficas, se representa el flujo en función de la corriente magnética (I_M), representando los distintos niveles de excitación:



En baja excitación, la pendiente $\frac{d\phi}{dI}$ que representa la inductancia es baja. Una baja pendiente indica una cantidad desproporcionada de corriente de magnetización

comparada con la corriente que va a la carga. En una excitación moderada, la pendiente es relativamente mayor y la corriente de magnetización es pequeña comparada con la corriente en la carga. Y por último en alta excitación, la pendiente alcanza su máximo entre los estados saturados. La corriente de magnetización aquí es tan pequeña que puede ser ignorada durante la transición hasta la saturación.

2.2 Transformadores de intensidad para medida

Son transformadores de rápida saturación.

Corriente primaria límite asignada (para los aparatos de medida)

Valor de la corriente primaria con carga de precisión y un error compuesto del 10 %.

Clase de precisión

El límite del error de corriente porcentual cuando se da la corriente asignada I_N . Por regla general se emplean transformadores de corriente para una gama de medida del 5 % al 120 % de la corriente primaria asignada.

Para proteger los aparatos alimentados por el transformador en caso de cortocircuito en la red en la cual está intercalado el primario, se tiene en cuenta el “*Factor nominal de seguridad*”, que se define como:

$$F_s = \frac{I_{ps}}{I_{pn}}$$

En donde:

I_{ps} = Intensidad nominal de seguridad.

I_{pn} = Intensidad primaria nominal.

La intensidad nominal de seguridad es la intensidad primaria para la que el transformador ha empezado a saturarse. En este momento, la intensidad secundaria

multiplicada por la relación nominal de transformación, debe ser menor o igual a 0,9 veces la intensidad primaria.

$$K_n \times I_{ss} \leq 0,9 I_{ps}$$

Antes de escoger Fs debemos comprobar si es necesaria su aplicación.

Transformadores de corriente de gama extendida

Los transformadores de corriente de gama extendida hasta el 200 % pueden soportar $2xI_N$ de forma permanente y mantienen los límites de error de su clase hasta el 200 % de la corriente primaria asignada.

2.3 Transformadores de intensidad para protección

Destinados a alimentar relés de protección. Deben, por tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual a varias veces la intensidad nominal. Son transformadores de saturación débil o lenta.

El error a considerar es el “*Error compuesto*”, que es el valor eficaz de la diferencia integrada sobre un período entre los valores, instantáneos de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la intensidad secundaria real. Viene expresado por:

$$\Sigma_c (\%) = \frac{100}{I_p} \times \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n \times I_s - I_p)^2 dt}$$

Si tanto la intensidad primaria como la secundaria son senoidales, el error compuesto es la suma vectorial del error de relación y el error de fase.

$$\Sigma_c (\%) = \sqrt{\varepsilon_i^2 + \delta_i^2}$$

“*Intensidad límite de precisión nominal*” es el valor más elevado de la intensidad primaria, para la cual, el transformador, con la carga de precisión, responde a los límites exigidos del error compuesto.

“*Factor límite de precisión nominal*” es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal y la intensidad nominal primaria.

Clase de precisión (identificación P)

El límite del error de corriente porcentual para la corriente primaria límite de precisión asignada.

2.3.1 Clasificación

Hay tres clases:

TPX: Núcleo sin entrehierros, pero de sección suficiente para responder correctamente durante el período transitorio. Refleja bien la componente aperiódica. ($T_2 \gg T_1$).

TPY: Con pequeños entrehierros en el núcleo, para reducir la inducción remanente.

TPZ: Con entrehierros en el núcleo superiores a los TPY. Refleja bien la componente alterna, pero no la aperiódica. No es posible obtener mucha precisión a I_n .

La elección entre estos TI depende de la protección. Es aconsejable usar el TPZ, salvo que sea imprescindible la reproducción correcta de la componente aperiódica, ya que si existe reenganche¹ rápido, la sección de un TPX o TPY puede resultar 5 veces superior a la del TPZ.

¹ El reenganchador tiene la función de emitir orden de recierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar la secuencia de reenganche.

Clase de transformador de intensidad	TPX	TPY	TPZ
Intensidad nominal primaria	X	X	X
Intensidad nominal secundaria	X	X	X
Frecuencia nominal	X	X	X
Nivel de aislamiento nominal	X	X	X
Intensidad de cortocircuito	X	X	X
Intensidad dinámica	X	X	X
Relación de transformación sobre la que hay que aplicar las características específicas	X	X	X
Factor de corriente simétrica de cortocircuito nominal	X	X	X
Constante de tiempo primaria	X	X	X
Constante de tiempo secundaria	-	X	-
Ciclo de funcionamiento:			
- Simple	X	X	-
- Con reenganche			
Carga resistiva nominal	X	X	X

Tabla 1. Características de los distintos TI para protección.

En la siguiente tabla se muestran los límites de errores para los distintos tipos de transformadores para protección:

Clase	A la intensidad nominal		En las condiciones límites
	Error de relación	Desfase	Error instantáneo máximo
TPX	$\pm 5\%$	$\pm 30 \text{ min}$	$\varepsilon = 10\%$
TPY	$\pm 1\%$	$\pm 60 \text{ min}$	$\varepsilon = 10\%$
TPZ	$\pm 1\%$	$180 \pm 18 \text{ min}$	$\varepsilon_{ac} = 10\%$

Tabla 2. Límites de errores para los distintos TI para protección.

Un núcleo TPZ permite disminuir el tamaño del aparato, al necesitar menor sección que un TPX o un TPY, pero es más complicado de fabricar, al disponer de muchos más entrehierros y de mayor tamaño que en un TPY.

2.4 Errores de relación y de fase

2.4.1 Error de relación

El error de relación, ε_i , es el error que el transformador introduce en la medida de la intensidad, y que proviene de que su relación de transformación no es igual a la relación nominal.

$$\varepsilon_i(\%) = \frac{K_n \times I_s - I_p}{I_p} \times 100$$

En donde:

K_n = Relación de transformación nominal.

I_p = Intensidad primaria real.

I_s = Intensidad secundaria real.

2.4.2 Error de fase

Desfase o error de fase, δ_i , es la diferencia de la fase entre los vectores de las intensidades primaria y secundaria, elegidos los sentidos de los vectores para que el ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

En la práctica el desfase no constituye un factor limitativo, por lo que se calcula el máximo error de relación posible, es decir, cuando la intensidad por el secundario y la de vacío están en fase.

Se obtiene la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_i(\%) = 450000 \times \frac{L \times Z_t}{N_s^2 \times S \times \mu}$$

En donde:

L = Longitud media del circuito magnético [cm].

Z_t = Impedancia total del secundario (interior más carga) [Ω].

N_s = Número de espiras de la bobina secundaria.

S = Sección del núcleo magnético [cm²].

μ = Permeabilidad de la chapa magnética.

A continuación se muestran los errores de intensidad y de fase para TI para medida y para protección:

Clase de precisión Accuracy class	Error de relación en %, para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal $\pm \epsilon_i$ % \pm Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below				Error de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal $\pm \delta_i$ % \pm Phase displacement at percentage of rated current shown below							
					Minutos / Minutes				Centirradiaes / Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8

Tabla 3. Límites del error de relación y del desfase según la norma UNE para TI para medida.

Clase de precisión Accuracy class	Error de relación en %, para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal $\pm \epsilon_i$ % \pm Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below					Error de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal $\pm \delta_i$ % \pm Phase displacement at percentage of rated current shown below									
						Minutos / Minutes					Centirradiaes / Centiradians				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Tabla 4. Errores para transformadores de gama extendida.

Clase de precisión Accuracy class	Error de relación para la intensidad nominal $\pm \epsilon_i$ % Current error at rated primary current %	Error de fase para la intensidad nominal δ_i Phase displacement at rated primary current		Error compuesto para la intensidad límite de precisión Σ % Composite error at rated accuracy limit primary current %
		Minutos / Minutes	Centirradiaes / Centiradians	
5P	± 1	± 60	$\pm 1,8$	5
10P	± 3	-	-	10

Tabla 5. Errores para transformadores de corriente para protección.

2.5 Curva de excitación

En cuanto a cómo varía la tensión en función de la corriente de excitación, se puede asumir que el núcleo magnético es como un interruptor. Se asume que no existe corriente magnetizante cuando hay un cambio en el flujo y toda la corriente fluye por la carga. Cuando se alcanza el flujo de saturación, ya no hay cambio en el flujo, el interruptor se cierra, mandando toda la corriente lejos de la carga hasta que haya una corriente inversa y la integración se vuelva negativa para reducir el flujo.

La curva de excitación tiene un codo de saturación bien definido, sin embargo el punto de saturación no es perceptible. El punto donde empieza el codo de saturación en la curva de excitación se define como el punto donde para que la tensión aumente un 10% sea necesario un incremento del 50% en la corriente de excitación.

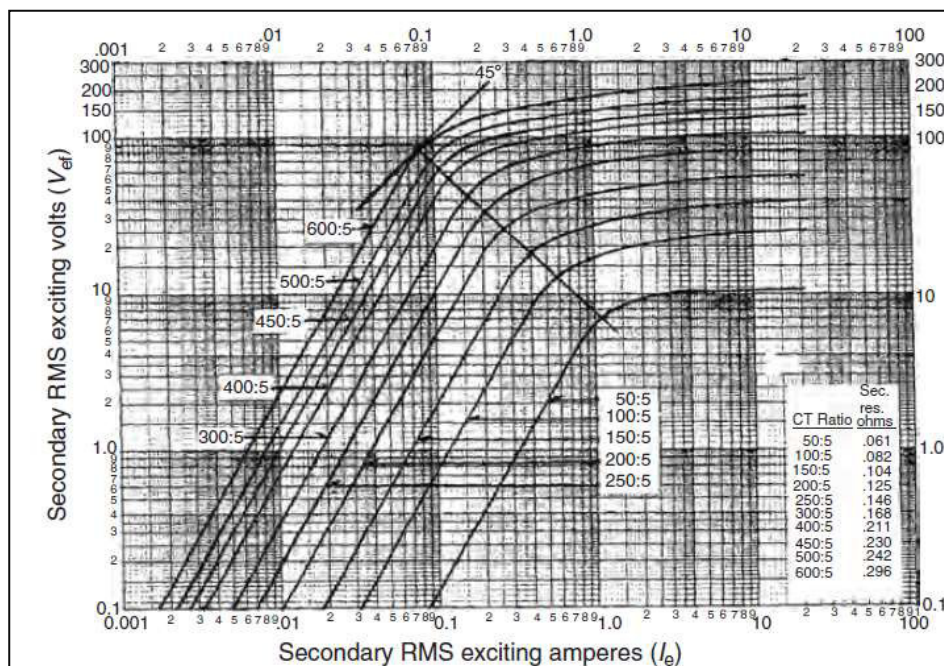


Figura 2. Curvas de excitación para distintas relaciones de transformación.

La impedancia magnética del transformador de intensidad se puede obtener dividiendo cada valor de tensión leído en la curva por su correspondiente valor de corriente de excitación. La impedancia magnética es no lineal. Cuando la impedancia alcanza su máximo, ese es el punto de máxima permeabilidad.

El punto donde empieza el codo de saturación de cada curva está situado en la recta normal a la tangente a 45° dibujada en la gráfica.

2.6 Respuesta en Régimen Transitorio

Cuando se produce un cortocircuito, existe un período inicial (transitorio), donde la intensidad de cortocircuito está formada por una componente alterna y una componente transitoria llamada componente continua.

El valor inicial de esta componente aperiódica, dependiendo del valor de la tensión en el momento del cortocircuito y de las características de la línea, oscila entre 0 y $\sqrt{2} I_{cc}$. Siendo I_{cc} el valor eficaz de la intensidad de cortocircuito simétrica.

La intensidad de cortocircuito transitoria es:

$$i_{cc} = \frac{E_p}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}} \left[\cos(\omega t + \alpha - \beta) + \cos(\alpha - \beta) e^{-t/T_1} \right]$$

Donde:

$T_1 = L/R$ es la constante de tiempo primaria o de red.

E_p = tensión pico del sistema.

β = ángulo inicial de fase de la corriente de falta.

α = ángulo del sistema [$\tan^{-1}(\omega L/R)$].

I_{cc} es equivalente a $\frac{E_p}{\sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}}$

Ejemplo:

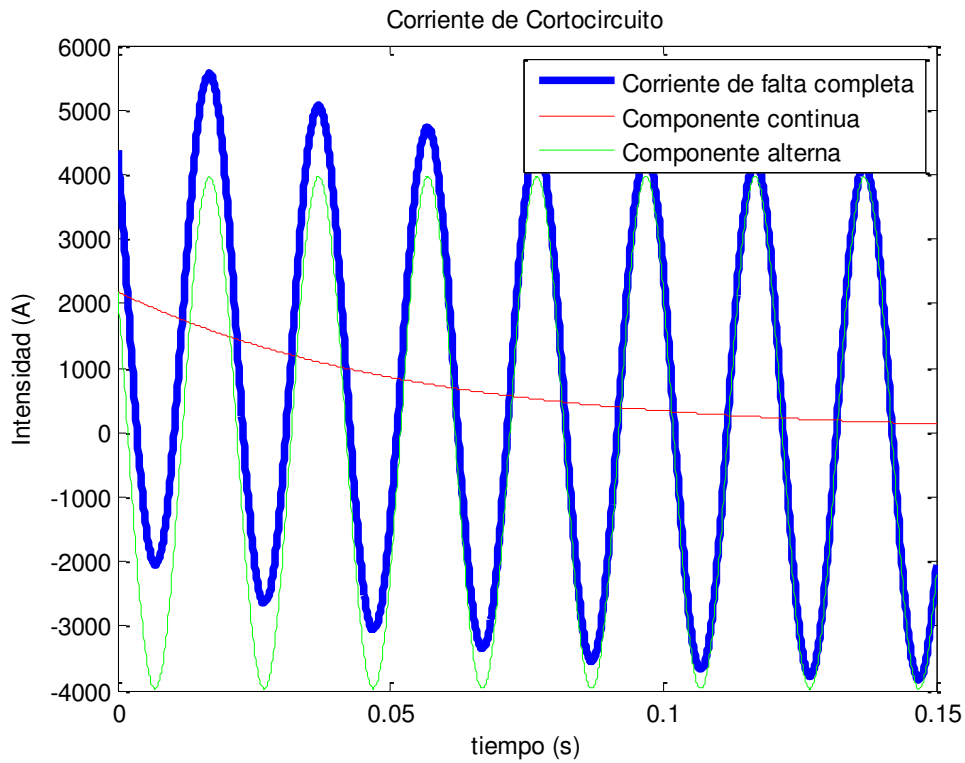


Figura 3. Simulación de una corriente de falta (azul), dividida en sus dos componentes: continua (roja) y alterna (verde).

Los parámetros del ejemplo son:

E_p	400 kV
R	6 Ω
L	0.32 H
α	86.584
β	30

Tabla 6. Parámetros del ejemplo de un cortocircuito.

Algunos valores usuales para constantes de tiempo son:

<u>T1 (ms)</u>	<u>Circuito primario</u>
200 a 300	Grandes máquinas
10 a 30	Redes Media Tensión
50 a 120	Redes Alta Tensión
20 a 60	Líneas de Transporte de Alta Tensión

Tabla 7. Constantes de tiempo típicas.

Cuando un TI necesita dar una tensión elevada en el secundario en condiciones de régimen permanente, la no linealidad de la impedancia de excitación causa alguna distorsión en la onda de salida. Dicha onda contendrá, además de la corriente fundamental, solamente armónicos impares.

Sin embargo, cuando el TI satura unidireccionalmente mientras simultáneamente está sujeto a una pequeña cantidad de corriente alterna, como ocurre en el caso de régimen transitorios, la onda de salida contendrá tanto armónicos pares como impares. Esto puede llegar a afectar a las protecciones que alimentan los TI ya que son sensibles a los armónicos. Por ello, muchas de las protecciones actuales disponen de filtros para evitar malas actuaciones en dichas circunstancias.

2.7.1 Sobredimensionamiento del núcleo

Si el TI debe responder adecuadamente durante los primeros ciclos de un cortocircuito, es necesario sobredimensionar el núcleo para que no se sature con la componente aperiódica.

En los TI normales, antes de la saturación del núcleo, la corriente de excitación es pequeña. El flujo del núcleo debe ser capaz de crear la f.e.m. necesaria. Separando el flujo debido a la componente continua y a la componente alterna:

$$\left. \begin{aligned} \phi_{CC} &= (R_{CT} + R_B) \times I_{cc} \times \sqrt{2} \times T1 \\ \phi_{CA} &= \frac{(R_{CT} + R_B) \times I_{cc} \times \sqrt{2}}{w} \end{aligned} \right\} \frac{\phi_{CC}}{\phi_{CA}} = w \times T1$$

Es decir, para que el transformador suministre la componente continua, la sección del núcleo necesaria es $w \times T1$ veces superior a la necesaria para la componente simétrica.

Si queremos transmitir toda la componente transitoria (componente continua + alterna), debemos dimensionar con “ $1+w T1$ ”.

Si consideramos que la carga secundaria es resistiva, el flujo necesario en el TI para que no sature es:

$$\Phi_{CC} = \Phi_{CA} \left[\frac{w \times T_1 \times T_2}{T_1 - T_2} \times \left(e^{-\frac{t}{T_1}} - e^{-\frac{t}{T_2}} \right) - \text{sen } wt \right]$$

Donde:

T_2 = Constante de tiempo del transformador.

Φ_{CA} = Valor de cresta de la componente sinusoidal del flujo.

Se puede simplificar esta fórmula tomando $\text{sen } wt = -1$, y si $T_2 \gg T_1$ (lo que ocurre con los TI normales), por tanto la fórmula queda:

$$\Phi_{CC} = \Phi_{CA} \times (w T_1 + 1)$$

Normalmente, en líneas de alta tensión, hay que tener en cuenta que tras el primer cortocircuito, existe un reenganche rápido que incrementa el flujo remanente del TI. El coeficiente de sobredimensionamiento del núcleo del TI (K_{TD}), es la relación entre Φ_T y Φ_A . Teniendo en cuenta el reenganche, la fórmula resulta:

$$K_{TD} = \left[\frac{w T_1 T_2}{T_2 - T_1} \times \left(e^{-\frac{t'}{T_2}} - e^{-\frac{t'}{T_1}} \right) + 1 \right] \times e^{-\frac{(FRT+TD)}{T_2}} + \left[\frac{w T_1 T_2}{T_2 - T_1} \times \left(e^{-\frac{TD}{T_2}} - e^{-\frac{TD}{T_1}} \right) \right]$$

Donde:

T_1 = Constante de tiempo de la línea.

T_2 = Constante de tiempo del TI.

t' = Duración del primer corto.

FRT = Tiempo de repetición del defecto (tiempo muerto).

TD = Tiempo a partir del cual, se admite la saturación del TI.

En régimen transitorio se debe tener en cuenta que el núcleo tiene un comportamiento magnético bastante complejo. Existe lo que se llama memoria magnética, y el centro de

los ciclos de histéresis puede ser diferente del origen, lo que puede originar saturaciones al comienzo de los cortocircuitos.

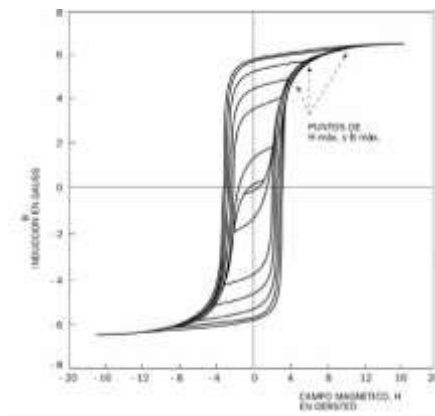


Figura 4. Curvas de histéresis.

Una forma de evitar este fenómeno es la reducción del flujo remanente mediante la colocación de entrehierros en el circuito magnético, como se hace en los transformadores tipo TPY y TPZ.

2.7 Funcionamiento en caso de sobrecorriente

En caso de sobrecorriente, la corriente secundaria asignada aumenta proporcionalmente con la corriente primaria asignada hasta el valor de la corriente primaria límite asignada (para los aparatos de medida).

La relación de transformación entre la corriente primaria límite asignada y la corriente primaria asignada da como resultado el factor de seguridad para los aparatos de medida relativo al núcleo. De acuerdo con este factor, la corriente primaria límite asignada está sujeta a ciertos límites de error.

Los núcleos de medida y protección tienen diferentes requisitos en cuanto a estos límites de error.

En los núcleos de medida, el error de corriente ϵ_i es superior a -10% para poder proteger a los aparatos de medida, contadores, etc. contra sobrecorriente de forma

segura. En núcleos de protección, el error compuesto Σ_c es de un 5 % (5P) ó 10 % (10P) como máximo para asegurar el disparo² por protección deseado.

Estos límites sólo se cumplen con la clase de precisión del transformador. Si el TI está conectado a otro valor de carga, el factor de seguridad cambia como sigue:

$$F_s' = F_s \times \frac{Z_N + S_E}{S + S_E}$$

Donde:

F_s' = Factor de seguridad real.

F_s = Factor de seguridad nominal.

Z_N = Carga de precisión en VA.

S_E = Consumo interno del transformador en VA (aprox. del 5% hasta el 20% de Z_N).

S = Carga real conectada al TI en VA.

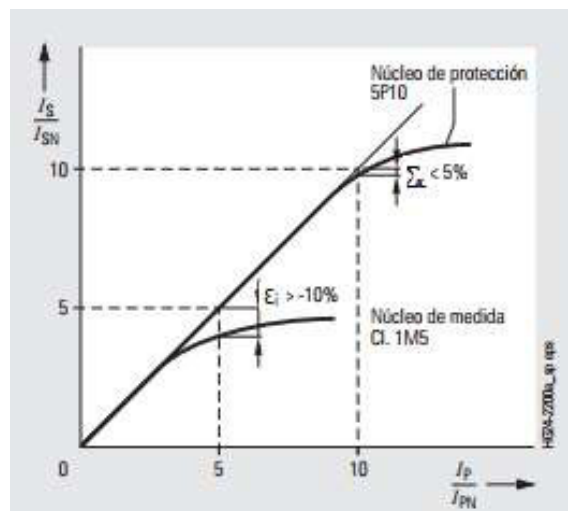


Figura 5. Comportamiento de sobrecorriente de TI bajo carga de precisión.

2.8 Carga

Es la impedancia del circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario. Normalmente se mide en Ohmios (Ω).

² El disparo es la actuación de protecciones que implica la apertura de los interruptores que aíslan el elemento de red que se trata de proteger. Se trata de una apertura muy rápida.

Al calcular la carga, hay que tener en cuenta la carga de los aparatos de medida y la carga de los cables de conexión.

En la siguiente gráfica aparece el consumo en VA de los cables de distintas secciones que se utilizan normalmente:

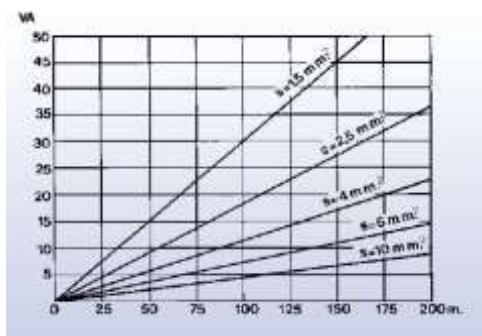


Figura 6. Gráfico del consumo en VA de los cables normalmente utilizados.

En la siguiente tabla se muestran los consumos aproximados de algunos aparatos que suelen ir conectados a los TI:

Aparato	VA a I_N
<u>Amperímetros</u>	
Indicadores	0,25 a 2
Registradores	1,5 a 9
<u>Contadores</u>	0,5 a 3
<u>Vatímetros</u>	
Indicadores	1 a 3
Registradores	1,5 a 8
<u>Fasímetros</u>	
Indicadores	2 a 6
Registradores	6 a 12
<u>Maxímetros</u>	3
<u>Convertidores de potencia</u>	3 a 6
<u>Relés</u>	
De sobreintensidad, de tiempo invertido	5 a 8
De sobreintensidad, temporizados	1 a 5
De sobreintensidad, instantáneos	1 a 10
Direccionales	1,5 a 10
De potencia, temporizados	1,5 a 3
Diferenciales	3 a 12
De distancia	6 a 20
<u>Reguladores</u>	10 a 150

Tabla 8. Consumos en VA de aparatos alimentados por TI.

Los equipos de protección y medida actuales son equipos digitales con elevadas impedancias de entrada. Estos valores actualmente son mucho más pequeños, lo que realmente está cargando los circuitos secundarios son los cables de conexión.

En los transformadores de protección debe solicitarse justamente la potencia necesaria para y evitar que el consumo en los cables sea importante.

2.9 Resistencia a los cortocircuitos

Los transformadores de intensidad sufren las mismas sobretensiones y sobreintensidades que la línea a la que están conectados. Estas sobreintensidades suelen ser muy elevadas, muy por encima de la corriente nominal, por lo que originan efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar el transformador.

Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario. Para evitar que el transformador se rompa por esfuerzos dinámicos que se producen en el primario, hay que adecuar una sujeción mecánica.

Conocida la potencia máxima de cortocircuito de la línea, podemos calcular la intensidad térmica como:

$$I_{t\acute{e}rm} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

Donde:

$I_{t\acute{e}rm}$ = Intensidad térmica de cortocircuito (kA ef.).

S = Potencia de cortocircuito (MVA).

V = Tensión compuesta (kV).

La intensidad dinámica de corto se obtiene a partir de la térmica. El coeficiente debido a la componente aperiódica, se considera normalmente 1,8 (normas UNE, CEI, etc...).

Por tanto:

$$I_{din} = 1,8 \sqrt{2} I_{t\acute{e}rm}$$

Donde:

I_{din} = Intensidad dinámica de cortocircuito (kA cresta).

La resistencia a los cortocircuitos de los transformadores de intensidad, se determina por las intensidades límite térmica y dinámica.

2.9.1 Intensidad límite térmica ($I_{limTERM}$)

Es el valor eficaz más elevado de la intensidad primaria, que el transformador puede soportar al efecto Joule durante un segundo sin sufrir deterioro, estando el circuito secundario conectado en cortocircuito.

Se expresa en kA eficaces.

Si la duración del cortocircuito es diferente de 1 segundo debe indicarse esta duración a continuación de $I_{limTERM}$. La relación que liga los tiempos y las intensidades es:

$$I_{limTERM_1} \times \sqrt{t_1} = I_{limTERM_2} \times \sqrt{t_2}$$

2.9.2 Intensidad límite dinámica (I_{limDIN})

Es el valor de cresta de la primera amplitud de la intensidad que puede soportar un transformador sin sufrir deterioro, cuando el circuito secundario está conectado en cortocircuito.

Se expresa en kA amplitud.

Como se ha indicado anteriormente, para diversas normas $I_{limDIN} = 1,8 \sqrt{2} I_{limTERM}$. Aunque para algunas normas como la norma IEEE/ANSI, ambas intensidades se definen por separado y la intensidad límite dinámica se expresa en kA eficaces.

2.10 Niveles de aislamiento

Según las diversas normas, los niveles de aislamiento son los siguientes:

UNE & CEI / UNE & IEC				IEEE			
Tensión de aislamiento kVef	Ensayo frecuencia industrial kVef	Ensayo impulso tipo rayo kVpea	Ensayo impulso tipo maniobra kVpea	Tensión de aislamiento kVef	Ensayo frecuencia industrial kVef	Ensayo impulso tipo rayo kVpea	Ensayo impulso tipo maniobra kVpea
Highest voltage kVrms	Power-frequency test kVrms	Lightning impulse test (BIL) kVpeak	Switching impulse test kVpeak	Nominal voltage kVrms	Power-frequency test kVrms	Lightning impulse test (BIL) kVpeak	Switching impulse test kVpeak
0,72	3	-	-	0,6	4	10	-
1,2	6	-	-	1,2	10	30	-
3,6	10	20 / 40	-	2,4	15	45	-
7,2	20	40 / 80	-	5	19	60	-
12	28	60 / 75	-	8,7	26	75	-
17,5	38	75 / 95	-	15	34	95 / 110	-
24	50	95 / 125	-	25	40 / 50	125 / 150	-
36	70	145 / 170	-	34,5	70	200	-
52	95	250	-	46	95	250	-
72,5	140	325	-	69	140	350	-
100	185	450	-	-	-	-	-
123	185 / 230	450 / 550	-	115	185 / 230	450 / 550	-
145	230 / 275	550 / 650	-	138	275	650	-
170	275 / 325	650 / 750	-	161	325	750	-
245	395/460	950/1050	-	230	395 / 460	900 / 1050	-
300	395 / 460	950 / 1050	750 / 850	-	-	-	-
362	460 / 510	1050 / 1175	850 / 950	-	-	-	-
420	570/630	1300/1425	1050/1050	345	575	1300	825
525	630 / 680	1425 / 1550	1050/1175	500	750 / 800	1675 / 1800	1175

Tabla 9. Niveles de aislamiento según las diversas normas.

CAPÍTULO 3. FALTAS EN LA RED DE TRANSPORTE

Cuando ocurre una falta en la red de transporte aparece una corriente de cortocircuito. Esta corriente suele ser muy elevada (entre 40 y 60kA) y puede hacer saturar los transformadores de intensidad que están conectados a dicha red. Las protecciones conectadas a estos TI leerán por tanto un valor distinto al que realmente hay en la red.

El cortocircuito es una conexión de poca impedancia entre dos puntos en los que existe una diferencia de tensión, dando lugar a una corriente muy elevada. Las causas de que esto ocurra suelen ser por fallos de aislamiento de la instalación o fallos en los receptores conectados, ya puede ser por avería o por conexión incorrecta.

Sus efectos pueden ser térmicos y electrodinámicos. Los efectos térmicos ocurren por el efecto Joule y producen calentamiento en los conductores, pudiendo llegar a romperlos. Los efectos electrodinámicos aparecen con las fuerzas de atracción o repulsión que aparecen entre conductores por efecto del campo magnético creado a su alrededor por la corriente que los recorre. Las corrientes de cortocircuito, de valor muy elevado, hacen que estas fuerzas electrodinámicas sean también muy elevadas, pudiendo destruir las barras de conexión.

Las faltas por cortocircuitos se pueden clasificar en dos grandes grupos: faltas simétricas y faltas asimétricas.

3.1 Faltas Simétricas

En las faltas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante de cortocircuito. Hay dos tipos: trifásica y trifásica a tierra.

3.1.1 Cortocircuito trifásico

Sucede cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos.

Características: El sistema se mantiene equilibrado. Es muy poco frecuente. Se utilizan en la selección de interruptores, el cálculo de la estabilidad transitoria y el ajuste de las protecciones.

3.1.2 Cortocircuito trifásico a tierra

Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema (muy raro).

3.2 Faltas asimétricas

Las corrientes en las tres fases del sistema no son iguales en el instante de falta. Entre ellas tenemos el cortocircuito bifásico (fase fase), el cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra) y el cortocircuito monofásico (fase a tierra).

3.2.1 Cortocircuito bifásico

También llamado cortocircuito fase fase. Esta falta aparece cuando se ponen en contacto dos fases cualesquiera del sistema sin involucrar la tierra.

Características: Se produce un desequilibrio del sistema. Producen las menores corrientes de cortocircuito. La frecuencia de ocurrencia está en torno al 10%. Se utilizan en el ajuste de protecciones cuando se busca la corriente mínima.

3.2.2 Cortocircuito bifásico a tierra

También llamado cortocircuito dos fases a tierra. En esta falta sucede lo mismo que la anterior pero también entra en contacto la tierra. Hay contacto a tierra de dos fases.

Características: Se produce un desequilibrio en el sistema. Tiene una frecuencia de ocurrencia en torno al 20%. Se utilizan para calcular la estabilidad transitoria en condiciones menos severas pero más frecuentes que cuando el cortocircuito es trifásico.

3.2.3 Cortocircuito monofásico

También llamado cortocircuito fase a tierra. Ocurre cuando una fase cualquiera del sistema se pone en contacto con la tierra. Esta falta es la más frecuente en las instalaciones eléctricas.

Características: Se produce un desequilibrio del sistema. Se utilizan en el ajuste de protecciones y la selección de interruptores porque producen, junto con los cortocircuitos trifásicos, las mayores corrientes.

Aunque son las más habituales, sus repercusiones sobre la calidad de suministro son mínimas, gracias al diseño de los sistemas eléctricos de potencia y de los propios sistemas de protección.

CAPÍTULO 4. PROTECCIÓN DE LA LÍNEAS RED ELÉCTRICA

Uno de los aspectos claves del estudio de la estabilidad transitoria es la evaluación del comportamiento de los sistemas de protección durante el período transitorio, particularmente los relés de protección utilizados en las líneas de transporte.

A la hora de elegir el sistema de protección que se utilizará en una línea de transporte se debe tener en cuenta una serie de diversos factores, como por ejemplo:

- *Tipo de circuito:* cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- *Función e importancia de la línea:* Qué efecto tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falta, nivel de tensión.
- *Otros requerimientos:* compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes.

Las protecciones utilizadas para proteger líneas de transporte más comunes son las siguientes:

1. Relé de sobrecorriente.
2. Relé diferencial de línea.
3. Relé de distancia
 - Relé de distancia con comunicación.

4.1 Relé de sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente es la forma más simple de proteger una línea de transmisión pero además es una protección que necesita ser reajustada cuando cambian las condiciones del sistema de potencia. Hay de tres tipos: instantáneo, temporizado y direccional (instantáneo y/o temporizado).

Sólo se emplean cuando la corriente de falta es mayor a la corriente de carga.

Las corrientes de cortocircuito en la línea dependen fuertemente de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo tanto la zona de la línea protegida por un relé de sobrecorriente depende fuertemente de la configuración del sistema eléctrico.

Generalmente se usan en líneas radiales, y como las faltas en estos circuitos no afectan a la estabilidad del sistema, no son requeridos tiempos instantáneos de despeje de la misma.

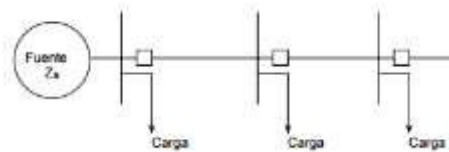


Figura 7. Circuito radial

En líneas de transporte donde hay alimentación desde ambos extremos, se utilizan relés de sobrecorriente direccional con o sin esquemas de teleprotección.

La protección de sobreintensidad direccional mide el valor de la intensidad desde el punto de la protección hacia la falta, y control de su dirección. La más utilizada es activada por la intensidad residual, o la suma de las tres intensidades de fase, que sólo existe en caso de falta involucrando contacto con tierra.

Puede ser instantánea o de temporización inversa, es decir, actúa con tiempo tanto menor cuanto mayor sea el valor de la intensidad. En el primer caso, su umbral de actuación será lo suficientemente alto para asegurar que la falta está en la línea protegida. Estos dos principios pueden utilizar enlaces de comunicación, que envían información de un extremo de línea a otro, de manera que la decisión a adoptar por el sistema de protección pueda basarse en ella, generalmente para conseguir disminuir el tiempo de disparo.

4.2 Relé diferencial

Las protecciones diferenciales constituyen sistemas de protección totalmente selectivos o cerrados, es decir, sistemas en los cuales la operación y selectividad dependen únicamente de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida. El principio básico de funcionamiento está basado en la primera ley de Kirchoff, que dice que *“la suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo debe ser cero”*.

Si se considera el elemento que hay que proteger (transformador, línea aérea, etc) como un nudo y se instalan transformadores de intensidad en cada una de sus entradas-salidas (2,3,...n) la protección puede ser un simple relé de sobreintensidad que ordene disparo en el momento que esta suma de intensidades no sea cero, lo que equivale a una falta interna en el elemento protegido.

En condiciones normales, es decir sin anomalías en la zona comprendida entre transformadores de intensidad, la corriente pasa a través del elemento protegido. Lo mismo ocurre en el circuito secundario de los transformadores. El equilibrio entre ambas corrientes secundarias.

Naturalmente, esto es sólo teóricamente. Los transformadores tienen errores de transformación en módulo y argumento, que hay que tener en cuenta en los relés diferenciales.

Asimismo, hay que tener en cuenta la posible saturación de los transformadores de intensidad. En el caso de que se produzca una falta externa a la zona protegida, la igualdad de las corrientes de ambos transformadores se mantendrá, por lo que el relé no actuará. Eso comprueba el carácter altamente selectivo de la protección.

Para aumentar la seguridad del relé, algunos modelos incorporan lo que se denomina función de frenado por corriente circulante, que bloquea el disparo de la protección en el caso de que la intensidad diferencial ($I_d = I_1 - I_2$) no supere un porcentaje

preestablecido de la intensidad de frenado, que es la suma de las intensidades en ambos extremos del elemento protegido ($I_A = I_1 + I_2$).

Con esta función, se consigue insensibilizar el relé para desequilibrios que puedan darse en caso de faltas externas por errores de los transformadores de protección.

4.3 Relé de distancia

En la red de Alta Tensión, las corrientes de falta son altas, por lo cual si una falta no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al equipamiento. Por esta razón, los relés de distancia son empleados en lugar de los relés de sobrecorriente.

Las ventajas que tienen estos relés de distancia frente a los relés de sobrecorriente son las siguientes:

- Mayor zona de operación instantánea
- Mayor sensibilidad
- Más fáciles de ajustar y coordinar
- No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia

Un relé de distancia calcula la impedancia como el cociente entre la tensión y la corriente, en su ubicación en el sistema de potencia., para determinar si existe o no una falta dentro o fuera de su zona de operación.

Dado que en las líneas de transporte la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta el lugar donde se ha producido la falta.

Los relés de distancia se conectan a la línea a través de transformadores de medida. Suponemos que ocurre una falta a una distancia nZ_L Ω desde el relé. Dado que la tensión en el lugar de la falta es $V_F = 0V$, ya que ahí es donde se ha producido el cortocircuito, la tensión en el relé es: $V_R = I_R n Z_L$

Es decir,

$$Z_v = \frac{V_R}{I_R} = \frac{I_R n Z_L}{I_R} = n Z_L$$

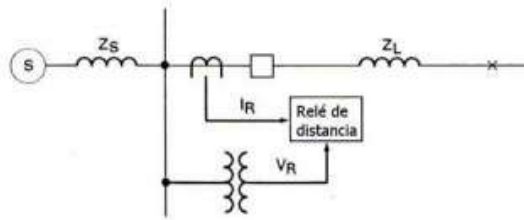


Figura 8. Conexión de un relé de distancia.

La medida de la impedancia puede representarse en una gráfica R-X. La protección actúa cuando la impedancia medida es menor que la impedancia establecida, es decir, opera cuando está dentro de su característica de operación.

Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación. En general, existen estas características de operación:

a) *Característica de impedancia o OMH:*

- El alcance (radio) es igual al módulo de la impedancia de la línea.
- Detecta defectos hacia delante y hacia atrás (no ofrece direccionalidad).

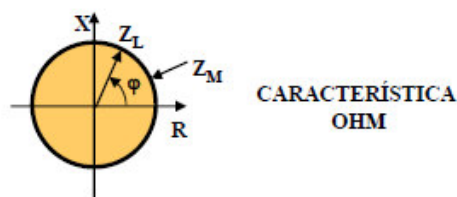


Figura 9. Característica OHM de una protección de distancia.

b) *Característica de admitancia o MHO:*

- El alcance (diámetro) es igual al módulo de la impedancia de la línea.
- El diámetro está orientado según el ángulo de impedancia de la línea.
- Sólo ve defectos hacia delante.

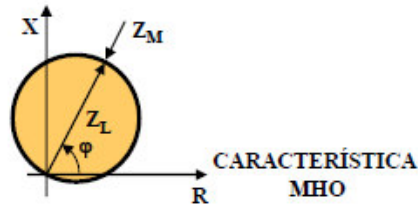


Figura 10. Característica MHO de una protección de distancia

c) *Característica MHO con offset:*

- El alcance (diámetro) es mayor que el módulo de impedancia de la línea.
- Con alcance hacia atrás.
- El offset es la diferencia entre el alcance y módulo de la impedancia de línea.
- El diámetro está orientado según el ángulo de la impedancia de la línea.

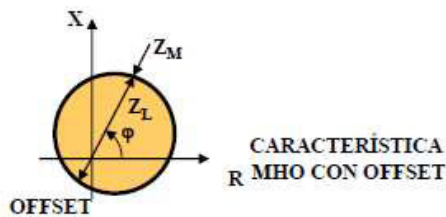


Figura 11. Característica MHO con offset de una protección de distancia.

d) *Característica cuadrangular:*

- Amplía el alcance de la característica MHO para faltas resistivas.

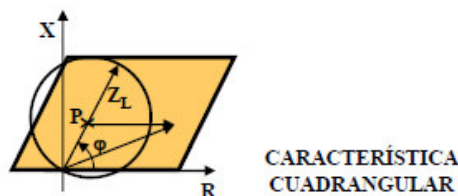


Figura 12. Característica cuadrangular de una protección de distancia.

4.3.1 Medida de la impedancia de falta

En un sistema de potencia trifásico hay diez tipos de faltas diferentes:

- i. Trifásica: abc
- ii. Bifásicas: ab, bc, ac
- iii. Bifásicas a tierra: abg, bcg, acg
- iv. Una fase a tierra: ag, bg, cg

Las ecuaciones que representan las relaciones entre tensiones y corriente, en las ubicaciones del relé, son diferentes para cada tipo de falta. Es fundamental en los relés de distancia que siempre se mida la impedancia de secuencia positiva. Por lo tanto, los ajustes de las zonas de operación se realizan en base al valor de impedancia de secuencia positiva.

4.3.2 Zonas de protección

Los relés de distancia tienen distintas zonas de protección y pueden ser instantáneas o temporizadas y con protección hacia delante o hacia atrás. Los relés digitales pueden tener hasta cinco zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos para cada zona son los siguientes:

- Zona 1: Alcance = 80% impedancia de la línea. Tiempo: instantáneo.
- Zona 2: Alcance = 120% impedancia de la línea. Tiempo: 0,3 a 0,6 segundos.
- Zona 3: Alcance = respaldo de líneas adyacentes. Tiempo: mayor a 1 segundo.

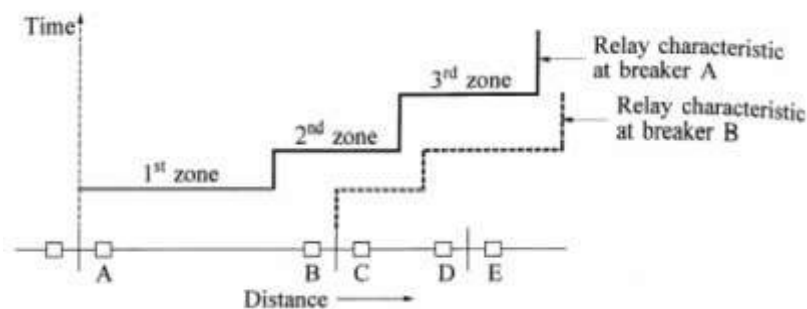


Figura 13. Característica tiempo-distancia de una protección de distancia.

Este tipo de sistema de protección no es adecuado cuando se requiere un disparo instantáneo en ambos extremos, el cual es crítico para mantener la estabilidad del sistema de potencia. En estos casos se utilizan relés de distancia con comunicación.

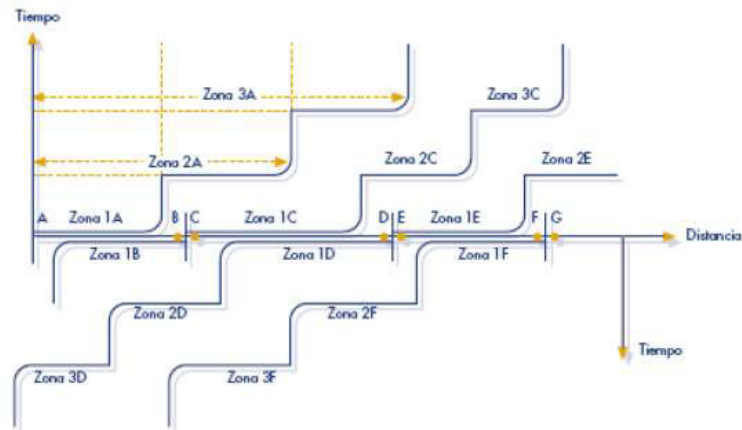


Figura 14. Relé de distancia: esquema escalonado.

Relé de distancia con comunicación

Para lograr disparos instantáneos en ambos extremos de la línea se utilizan relés de distancia donde se habilitan esquemas de teleprotección.

La teleprotección interconecta los relés de distancia de ambos extremos de la línea mediante canales de comunicación, para poder identificar si la falta es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea.

El objetivo del canal de comunicación es transmitir información sobre las condiciones del sistema de un extremo a otro de la línea. Puede enviar dos órdenes: de disparo o de bloqueo del interruptor remoto.

Los medios de comunicación normalmente utilizados son: onda portadora (carrier), microonda, fibra óptica.

CAPÍTULO 5. PROGRAMA DE SIMULACIÓN

El objetivo de este programa de simulación es representar en una gráfica la corriente de cortocircuito que sale del TI. Esta corriente podrá tener una forma no sinusoidal debido a la saturación del núcleo magnético si la corriente primaria que entra en el TI es demasiado alta.

El programa se ha realizado utilizando la herramienta de software matemático MATLAB. El programa se divide en cuatro ficheros: el primero calcula la corriente de cortocircuito primaria, el segundo saca datos importantes de la curva de magnetización del TI, el tercero utiliza datos obtenidos en los dos primeros ficheros para calcular la corriente real que hay en el secundario del transformador y el cuarto analiza la protección que se desea estudiar.

5.1 CorrienteCortocircuito.m

La programación se encuentra en el Anexo I. Con este programa se obtiene una idea de la corriente de cortocircuito que va a existir en la red y por tanto, la corriente primaria que va a entrar en el TI. Si la corriente se ha calculado por otros métodos, no es necesario usar este programa.

Para calcular la corriente en el secundario de un TI se necesitan dos datos de la corriente primaria: el valor eficaz de la parte simétrica de la corriente de falta y el offset de la corriente primaria.

Se parte de unas condiciones iniciales: la frecuencia del sistema será de 50 Hz ($\omega = 2\pi \cdot 50$) y el tiempo de simulación irá de 0 a 0,15 segundos.

Los datos de entrada necesarios son los siguientes:

E_p	Tensión pico del sistema (V)
R	Resistencia de la línea (Ω)
L	Inductancia de la línea (H)
beta	Ángulo inicial de fase de la corriente de falta (rad)

Tabla 10. Datos de entrada del programa CorrienteCortocircuito.m.

Con estos datos el programa calcula:

- Constante de tiempo de la línea (T1):

$$T1 = L/R$$

- Ángulo del sistema (alfa):

$$alfa = 180/pi * atang(w * T1)$$

- Reactancia de la línea (Xl):

$$Xl = L * w$$

- Componente alterna de la corriente de falta (icc_alt):

$$icc_{alt} = \frac{E_p}{\sqrt{R^2 + (Xl)^2}} * \sin(w t + beta - alfa)$$

- Componente continua de la corriente de falta (icc_cont):

$$icc_{cont} = \frac{E_p}{\sqrt{R^2 + (Xl)^2}} * \sin(alfa - beta) * e^{\frac{-t}{T1}}$$

- Corriente primaria de cortocircuito con todas sus componentes (I1):

$$I1 = icc_{alt} + icc_{cont}$$

Con estos cálculos, el programa dibuja la corriente de falta con todas sus componentes, como se muestra a continuación en la siguiente figura:

Datos: $E_p = 400/\sqrt{3} \text{ kV}$; $R = 1\Omega$; $L = 40 \text{ mH}$; $\beta = \pi/180 \cdot 60 \text{ rad}$;

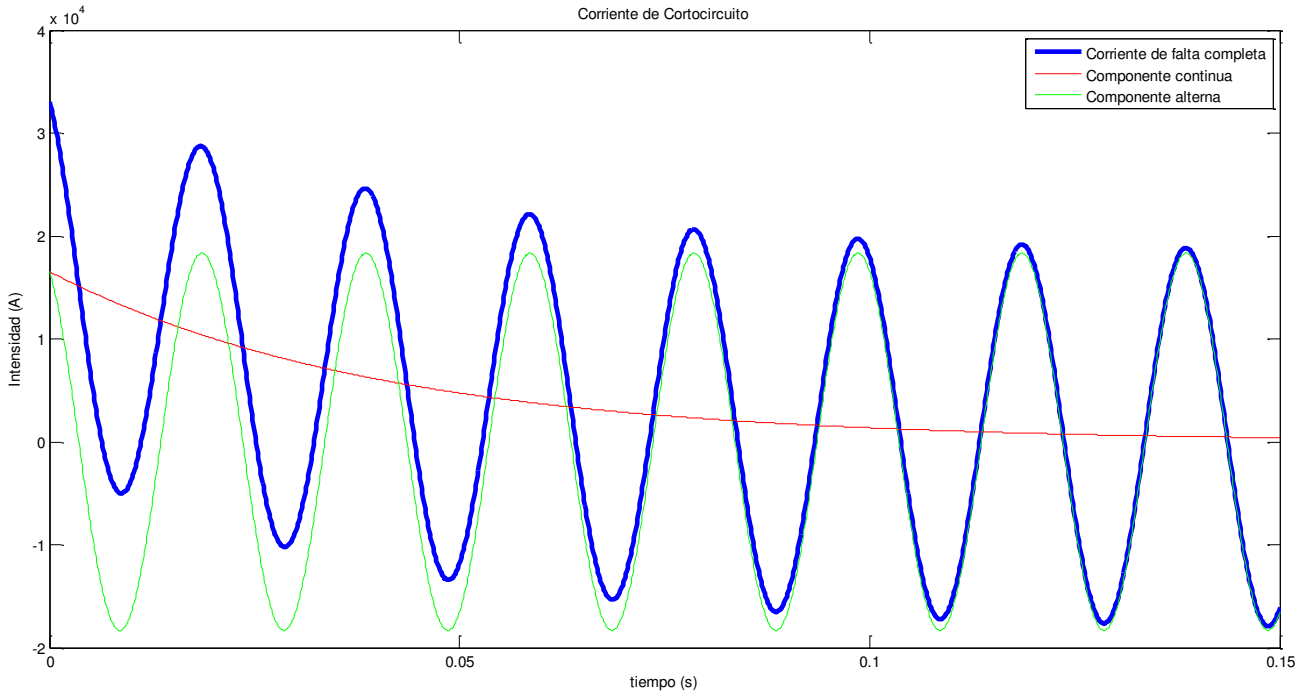


Figura 15. Corriente primaria simulada en el programa CorrienteCortocircuito.m.

El programa también calculará y mostrará el valor de la corriente eficaz de la parte simétrica y el offset de la corriente total para que puedan ser introducidos posteriormente en el programa CorrienteSalidaTI.m.

El valor eficaz de la corriente simétrica se calcula como el valor pico de la corriente entre raíz de 2 (en este ejemplo $I_{1_sim} = 12954,995 \text{ A}$):

$$I_{1_sim} = \frac{E_p}{\sqrt{R^2 + (Xl)^2}} / \sqrt{2}$$

El offset se calcula como el coseno del ángulo inicial de la corriente de falta (en este ejemplo $Off = 0,903$):

$$Off = \cos(\alpha - \beta)$$

5.2 CurvaMagnetización.m

La programación se encuentra en el Anexo II. Este programa nos dibuja la curva de magnetización de un TI. Esta curva viene dada por el fabricante de TI.

De esta curva se necesitan dos datos que nos servirán para calcular la corriente en el secundario: la inversa de la pendiente de la curva de saturación (S) y el valor de la tensión cuando la corriente de magnetización es de 10A.

Al programa hay que introducirle el número de puntos de la curva que nos da el fabricante (n) e introducir dichos puntos.

Al correr el programa se dibujará una gráfica de la curva de magnetización que se ha introducido en escala logarítmica como se observa en la Figura 17. El programa calculará también y mostrará el valor de la inversa de la pendiente de la curva de magnetización y el valor eficaz de la tensión en el secundario cuando la corriente por la rama magnética es de 10A.

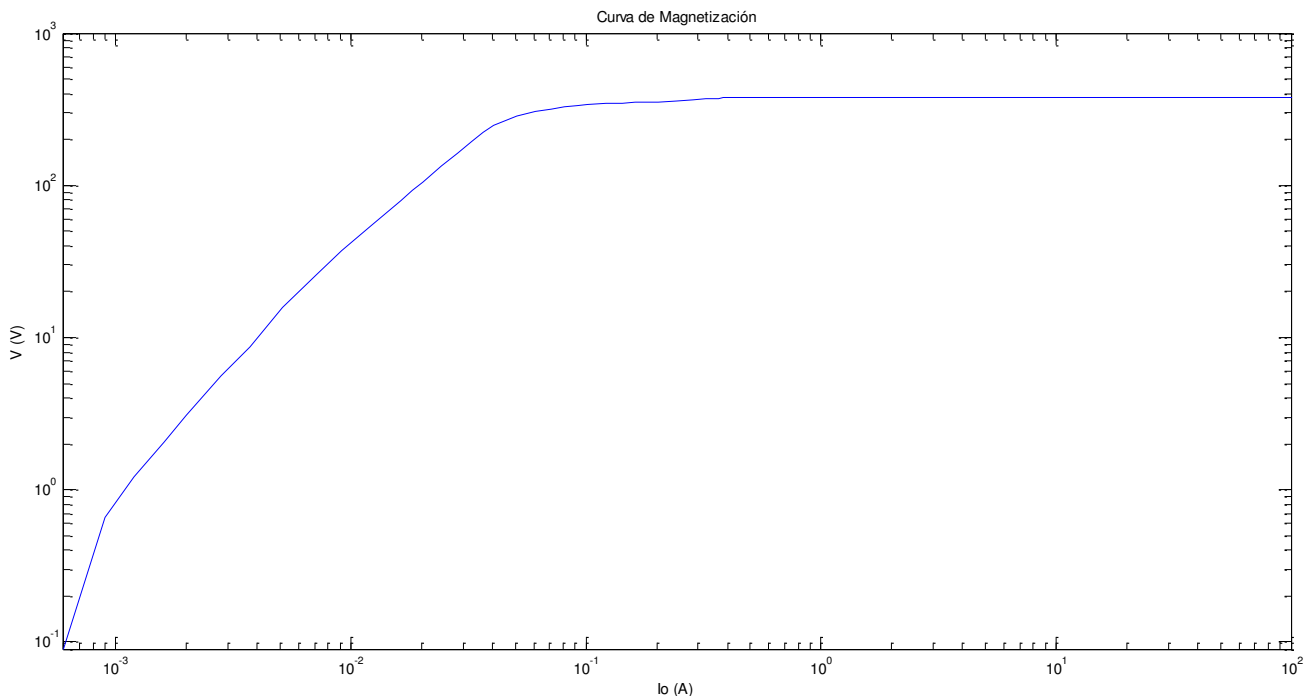


Figura 16. Curva de magnetización de un TI de protección 0,5-5P20.

Para este ejemplo:

- Inversa de la pendiente de la curva de saturación: $S = 21,62$.
- Tensión eficaz cuando $I_o = 10A$: $V_s = 375V$.

5.3 CorrienteSalidaTI.m

La programación se encuentra en el Anexo III. Este programa simula la corriente en el secundario del TI, muestra la corriente ideal si el TI no se satura y muestra la corriente que hay en realidad en el secundario, así como los valores eficaces de las corrientes ideal y real.

Este programa parte de la suposición de que la frecuencia de la red es de 50Hz ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50$), que se cogen puntos cada $dt = 1/12000$ segundos y que la corriente antes del instante 0 es nula.

Los datos de entrada que hay que introducir en el programa son los siguientes:

N	Relación de transformación del TI
S	Inverso de la pendiente de la curva de magnetización
Vs	Tensión eficaz en V en el secundario cuando I_o es 10A
Rd	Resistencia del devanado en Ω
Rc	Resistencia de la carga en Ω
Xc	Reactancia de la carga en Ω
X_R	Constante de la línea
Offset	Offset por unidad de la corriente primaria
Rem	Remanencia por unidad del núcleo magnético (basado en Vs)
Ip	Corriente primaria en A eficaces de la parte simétrica

Tabla 11. Datos de entrada del programa CorrienteSalidaTI.m

Los valores del inverso de la pendiente de la curva de magnetización y la tensión eficaz en V en el secundario cuando la corriente de magnetización es 10A se sacan del

programa CurvaMagnetización.m así como los valores del Offset y la corriente primaria eficaz se sacan del programa CorrienteCortocircuito.m, como ya se explicó en los apartados anteriores.

Con estos valores el programa calcula:

- Resistencia de carga total (R_t):

$$R_t = R_d + R_c$$

- Factor de potencia total de la carga (F_p):

$$F_p = \cos(\text{atan}\left(\frac{X_c}{R_t}\right))$$

- Impedancia total de la carga (Z_c):

$$Z_c = \sqrt{R_t^2 + X_c^2}$$

- Inductancia de la carga (L_c):

$$L_c = X_c / \omega$$

- Constante de tiempo del sistema (T_1):

$$T_1 = X_{-R} / \omega$$

- Flujo magnético de pico correspondiente a V_s (Flujo_pico):

$$Flujo_{pico} = \frac{\sqrt{2} V_s}{\omega}$$

- Relación entre el valor eficaz y el de pico (RP): Se obtiene haciendo raíz cuadrada de la media del seno elevado a $2 \cdot S$ de distintos ángulos (en este caso se han cogido 100 valores entre 0 y 90 grados).

$$RP = \sqrt{\frac{\frac{\sin(0)}{2} + \sum_{i=0}^{100} (\sin(i * \frac{\pi}{200}))^{2 \cdot S} + \frac{\sin(100 * \pi)}{2}}{100}}$$

- Coeficiente instantáneo de la intensidad de excitación versus la curva de flujo (A):

$$A = \frac{10 * w^S}{(V_S * \sqrt{2})^{S*RP}}$$

Cálculo de la corriente secundaria ideal (is)

Se simulan 2001 puntos: 200 antes del tiempo 0, en tiempo 0 y 1800 puntos después, con un salto de 0,0000833 segundos entre cada punto, por lo que se obtienen 0,15 segundos de análisis de la corriente.

Esta corriente ideal se calcula con la siguiente fórmula:

$$i_s = \sqrt{2} \frac{I_p}{N} \left(Offset * e^{-\frac{t}{T_1}} - \cos(\omega t - \arccos(Offset)) \right)$$

Cálculo del flujo magnético (Flujo_mag)

Para $t < 0$ el flujo magnético se calcula como:

$$Flujo_{mag} = Flujo_{pico} * Rem + 0.0001$$

Para $t > 0$ hay que sumarle el incremento de flujo del punto anterior:

$$Flujo_{mag}(i) = Flujo_{mag}(i - 1) + Incr_{flujo}(i - 1)$$

Cálculo de la corriente de excitación (ie)

$$i_e = A * signo(Flujo_{mag}) * \left(abs(Flujo_{mag}) \right)^2$$

Cálculo del incremento de flujo (Incr_{flujo})

$$Incr_{flujo} = \frac{Rt * i_s + Lc \, dis/dt - Rt * i_e}{1 + Lc * S * A * abs(Flujo_{mag})^{S-1}} dt$$

Cálculo de la corriente secundaria real (i2)

$$i_2 = i_s - i_e$$

Cálculo de los valores eficaces (I1_ef y I2_ef)

Como el cálculo de los valores eficaces se hace a partir de los valores de la corriente ideal y real respectivamente, sólo se explica el cálculo de $I1_{ef}$ ya que el de $I2_{ef}$ es idéntico.

El cálculo se hace siempre cogiendo la suma de 200 puntos anteriores, que es aproximadamente un periodo de la onda (16,67ms).

$$I1_{ef} = \frac{1}{100\sqrt{2}} * \sqrt{\left(\sum_{i=1}^{200} is(i) * sen(wt(i))\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{200} is(i) * cos(wt(i))\right)^2}$$

Con todos estos cálculos el programa pinta después una gráfica con los valores de i_s , i_2 , $I1_{ef}$ y $I2_{ef}$, como se puede observar en la Figura 18.

Datos: $N = 1500/5$; $S = 21,62$; $V_s = 375V$; $R_d = 1,8\Omega$; $R_c = 0,08\Omega$; $X_c = 0\Omega$;
 $X_R = 12,566$; $Offset = 0,903$; $Rem = 0,5$; $I_p = 12953,995A$

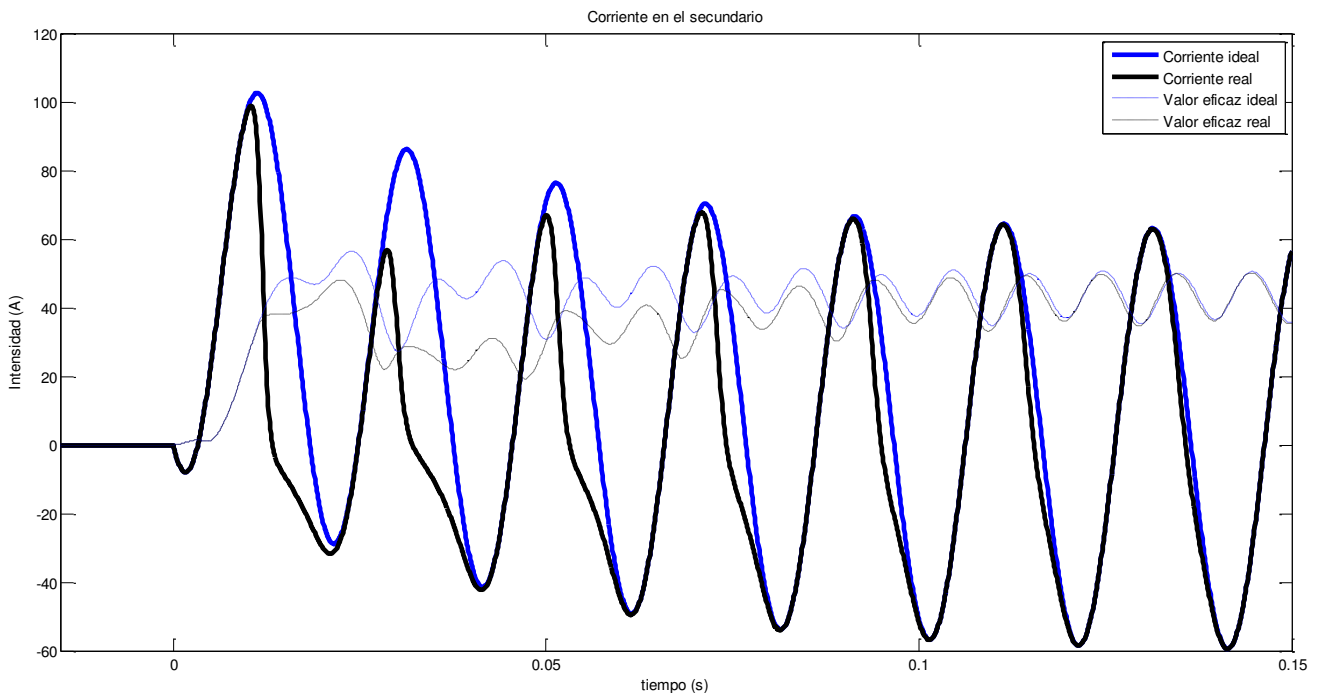


Figura 17. Corriente en el secundario de un TI simulada con saturación.

Por último, el programa mira el primer ciclo de la onda de corriente para ver en qué tiempo empieza a saturar (t_{sat}). Lo hace de la siguiente manera:

- Se crea un vector error que es el valor absoluto de la diferencia entre el valor de la corriente ideal y el valor real.
- Se analiza el primer medio ciclo y si el error es mayor de 5A, se coge el tiempo en ese punto.

En el ejemplo mostrado el tiempo en que empieza a saturar es $t_{sat} = 0.01067s$.

Gracias a esta gráfica podremos analizar las distintas protecciones en función del TI y de la red a la que esté conectado.

5.4 Protecciones.m

La programación se encuentra en el Anexo IV. Este programa analiza si las protecciones de los distintos fabricantes se pueden usar con un TI dado.

El programa está basado en la información del Capítulo 7.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE LOS TIs

En este capítulo se van a analizar dos transformadores de intensidad: uno para la red de 400kV y otro para una red de 220kV.

Generalmente, los TI tienen intensidad nominal secundaria igual a 5A y son la mayoría 5P20 lo que significa que aguantan una corriente veinte veces superior a la nominal, es decir, si la relación es de 3000/5A, aguantan hasta 60kA. Se analizarán corrientes que tengan un offset igual a la unidad ya que es el caso en el que la corriente de falta alcanza su punto más alto, y corrientes con un offset igual a cero.

Estos transformadores suelen tener una potencia de precisión de 50VA o 75VA, lo que significa que si se quiere que la protección cumpla con su clase de precisión, la carga total del secundario no puede superar (suponiendo un $I_n = 5A$) los 2Ω para el primer caso y los 3Ω para el segundo.

Hay que tener en cuenta que si la corriente hace saturar el TI se aumenta el riesgo de mala actuación, aunque la protección podría funcionar incluso con el TI saturado.

Se analizarán en función de su relación de transformación, de la corriente de cortocircuito y de la carga.

6.1 TI para red de 400kV

Los datos de este TI son los siguientes:

Resistencia del devanado secundario (R_d)	0.3585 Ω
Inductancia del devanado secundario (L_d)	0.813 mH

Tabla 12. Datos de un CT-400kV.

Y su curva de saturación es la siguiente, con un valor de $V_s = 375V$ y $S = 21,62$.

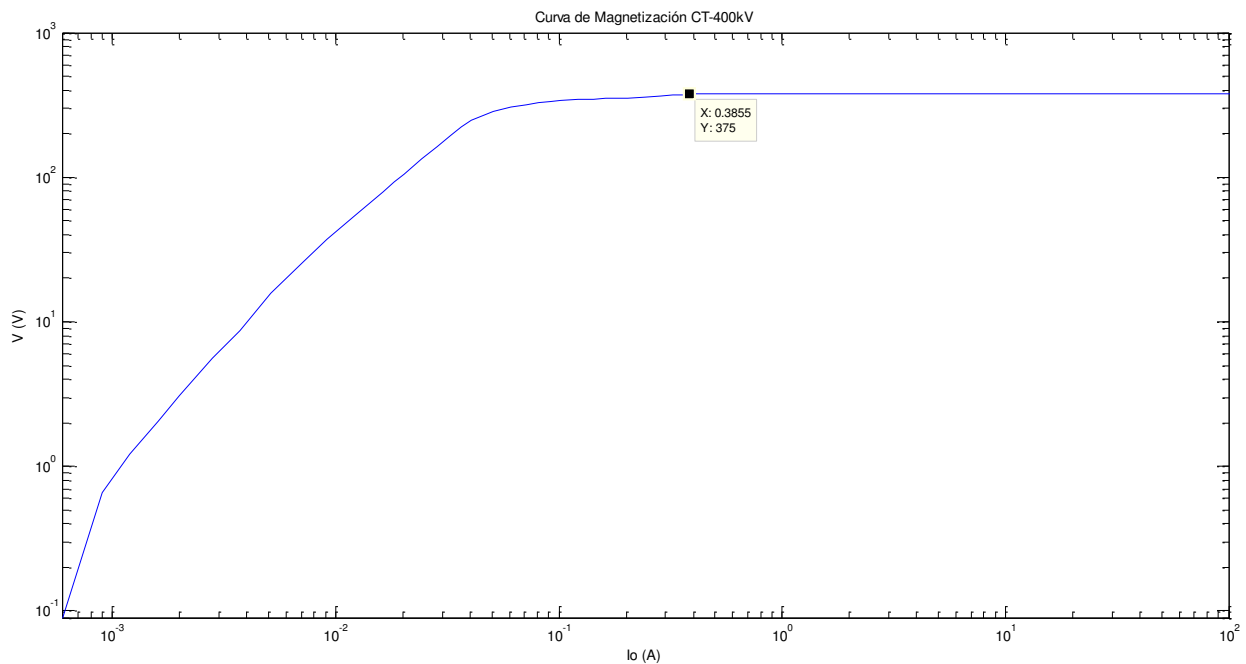


Figura 18. Curva de magnetización de un CT-400kV.

6.1.1 Relación de transformación 3000/5 A

Es la relación normalmente utilizada en Subestaciones de 400kV. Al ser una relación tan alta los valores de corriente en el secundario son relativamente pequeños.

Si no hay mucha carga la corriente no muestra signos de saturación. Cuanta mayor sea la corriente primaria y más carga haya en el secundario, mayores efectos de saturación se observarán en la corriente de salida.

En este apartado se analizarán hasta corrientes de 60kA, que son las que aguantan un transformador 5P20 con una relación de 3000/5A.

Offset = 1

- Corriente primaria de 15kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

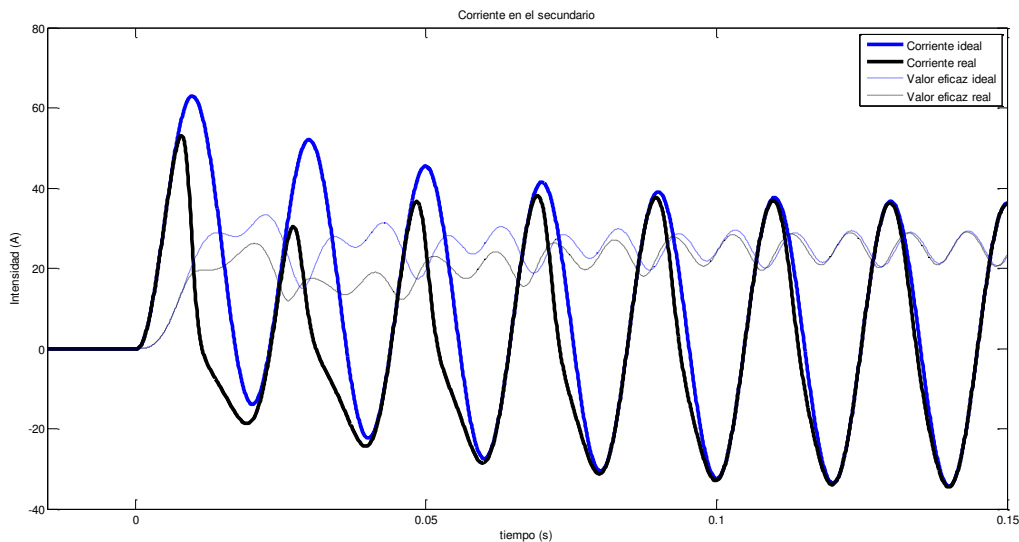


Figura 19. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=15\text{kA}$, $N=3000/5\text{A}$, Offset =1 y carga nominal

Se observa que la saturación no es muy grande. Empieza a saturar a los 8,083 ms, es decir, antes de medio ciclo.

Se tienen 2Ω en el secundario, lo que equivale a (restando la resistencia del devanado secundario y la de la protección) aproximadamente $1,55\Omega$ de cable, lo que equivale a 540 metros de cable de cobre suponiendo una sección de 6 mm^2 .

Si se necesita un cable de cobre de sección 6 mm^2 con una longitud mayor de 544 metros, habrá que usar un TI de potencia nominal 75VA para que permita más carga en el secundario y que siga cumpliendo con su clase de precisión.

Para que la corriente prácticamente no tuviese ningún efecto de la saturación, la carga total debería ser de $0,6\Omega$ o inferior. Esto equivale a un cable de cobre (suponiendo $0,44\Omega$ de devanado y relé) de 56 metros de longitud si es de 6 mm^2 o de 37 metros si la sección es de 4 mm^2 .

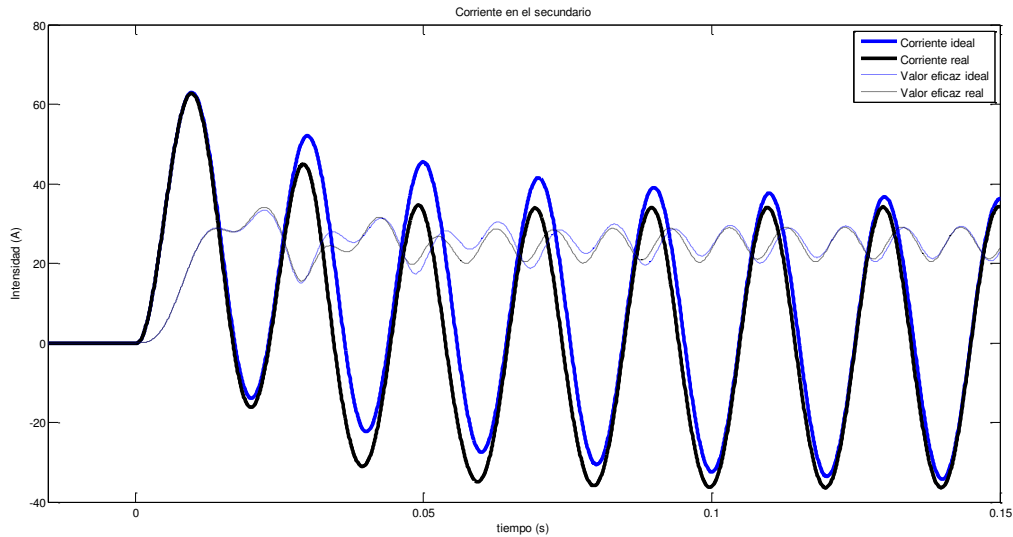


Figura 20. Corriente en el secundario de un CT-400 con carga máxima para que no haya saturación, $I_p=15kA$, Offset=1 y $N=3000/5A$

Sin embargo en ocasiones, las protecciones se encuentran muy lejos y se necesitan poner más metros de cable, por lo que se debe tener en cuenta que en el TI aparecerá saturación.

- Corriente primaria de 40kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

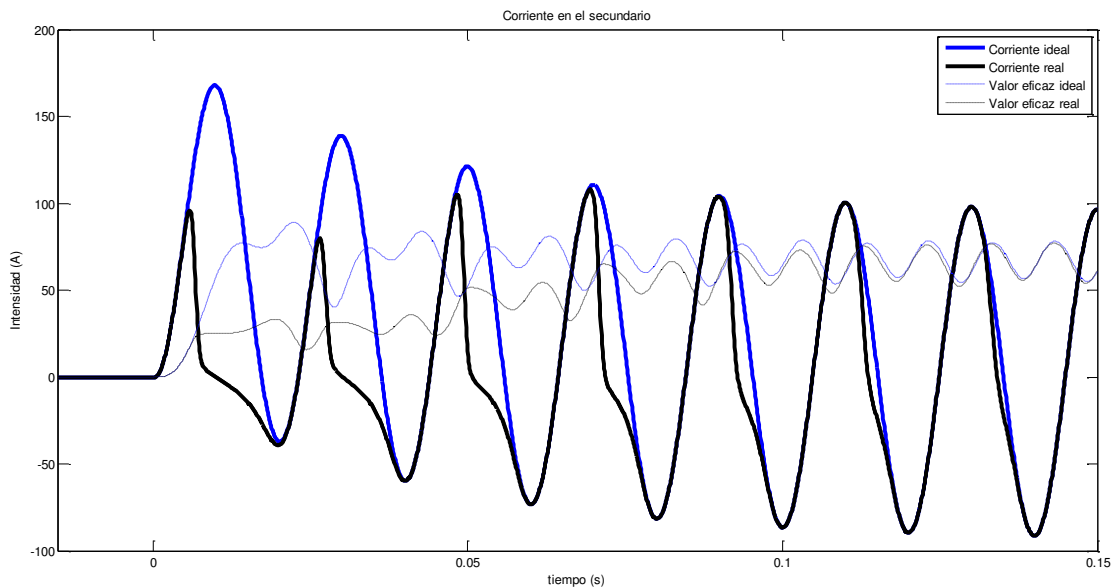


Figura 21. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40kA$, Offset=1, $N=3000/5A$ y carga nominal

Al aumentar la corriente primaria el transformador saturará más rápido que antes. Ahora la onda empieza a saturar a los 5,58 ms. Si se quiere evitar una saturación tan elevada, se debe reducir la carga total del secundario, es decir, los metros de cable. También se podría bajar la relación del secundario a 1A.

Si suponemos que la protección es de 2VA ($0,08\Omega$) y que no tenemos cable de conexión (supuesto imposible), la carga total en el secundario será de 0,4385 y la onda de corriente del secundario del TI será como muestra la figura:

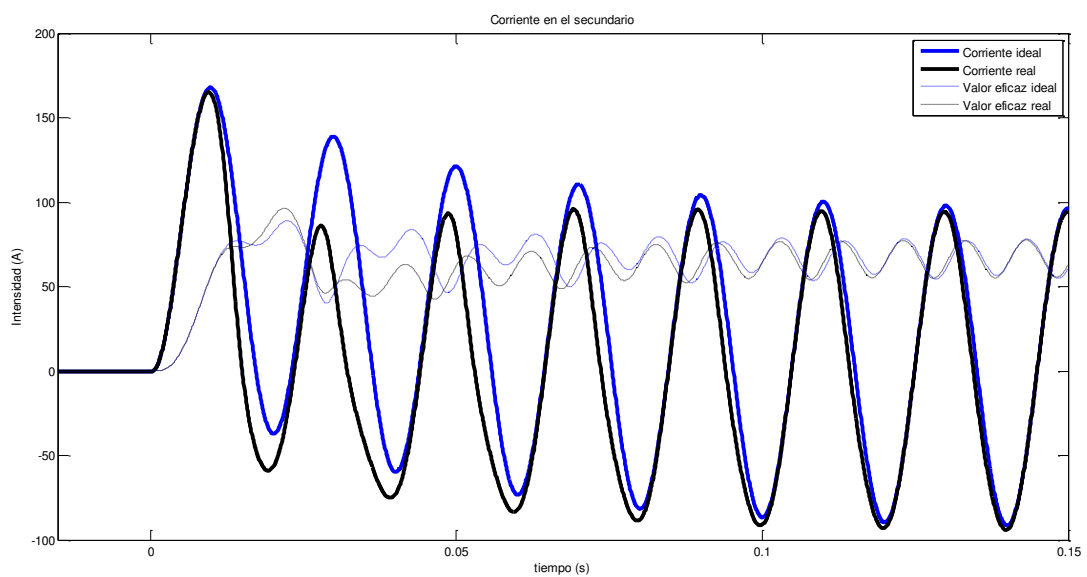


Figura 22. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40\text{kA}$, Offset=1, $N=3000/5\text{A}$ y carga mínima

Como se observa, la saturación está presente. Esto significa que, como hay que poner metros de cable, la onda de corriente saturará igualmente independientemente de la carga. Por tanto deberán existir unos relés de medida y protección que sean capaces de responder adecuadamente en casos de saturación.

- Corriente primaria de 60kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

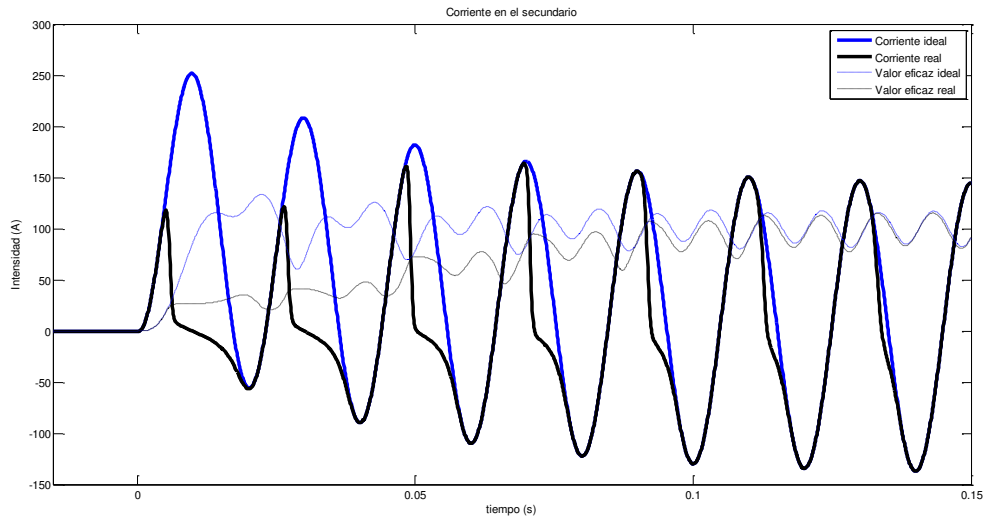


Figura 23. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60kA$, Offset=1, $N=3000/5A$ y carga nominal

Se puede apreciar como la saturación ocurre un poco antes con respecto a los 40kA de corriente primaria, en este caso este fenómeno aparece a los 4,91 ms.

Aquí ocurrirá lo mismo que en apartado anterior, la saturación siempre estará presente cuando las corrientes de falta sean de esta magnitud tan elevada. Con carga mínima, es decir, con la mínima saturación posible, la corriente del TI será como la que se muestra a continuación:

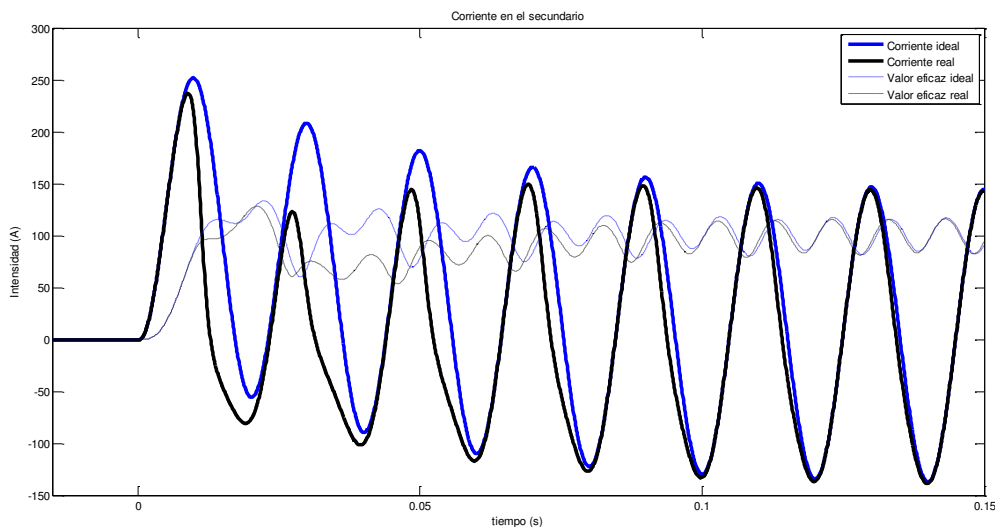


Figura 24. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60kA$, Offset=1, $N=3000/5A$ y carga mínima

Offset = 0

Cuando la corriente primaria no tiene offset, la corriente de cortocircuito no tiene la componente continua, sólo la senoidal.

Cuando la relación de transformación es de 3000/5A, la corriente en el secundario no alcanza valores tan elevados y no hay saturación independientemente del valor de la corriente. La corriente en el secundario real coincidirá con la ideal.

Como se observa en la siguiente figura, para el máximo valor de corriente eficaz primaria que aguanta un transformador 5P20 de esta relación (60kA), no hay signos de saturación, por lo que a corrientes menores tampoco la habrá.

- Corriente primaria de 60kA de valor eficaz, Offset = 0 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

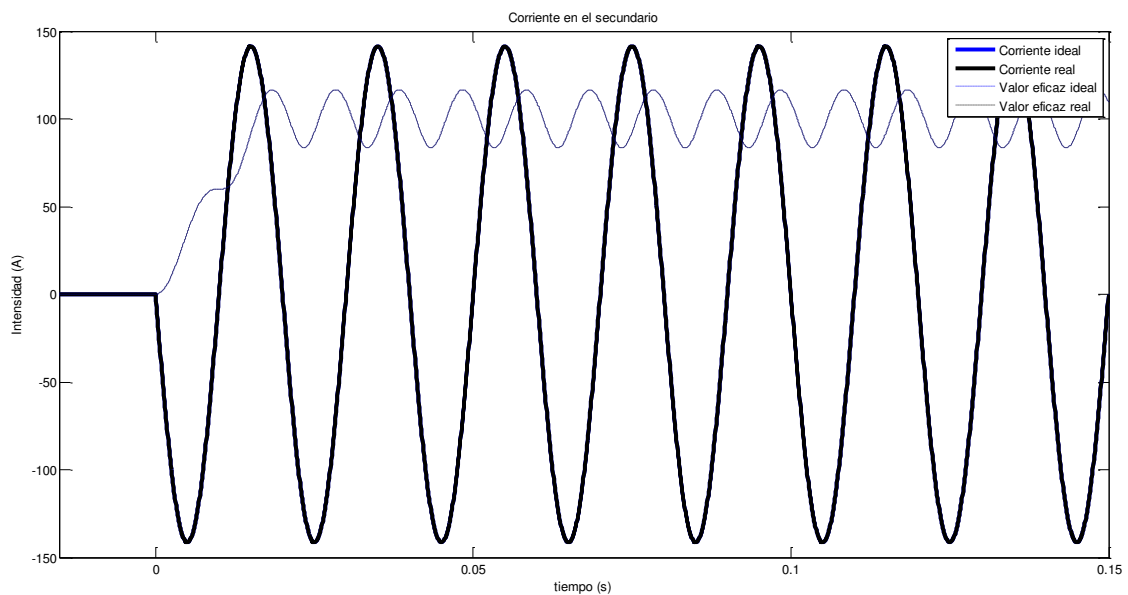


Figura 25. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60kA$, $Offset=0$, $N=3000/5A$ y carga nominal

6.1.2 Relación de transformación 1500/5A

No es una relación muy utilizada, pero en ciertos casos nos puede interesar un TI de este tipo.

Al ser la relación más baja, la corriente en el lado secundario será más alta que la que teníamos anteriormente con un TI de relación 3000/5A, por lo que habrá más problemas con la saturación.

Como los TI para protección son normalmente 5P20, los de esta relación en particular aguantarán una corriente de 30kA y seguirán cumpliendo con su clase, aunque podríamos tener corrientes mayores y también se deben analizar.

Offset = 1

- Corriente primaria de 15kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

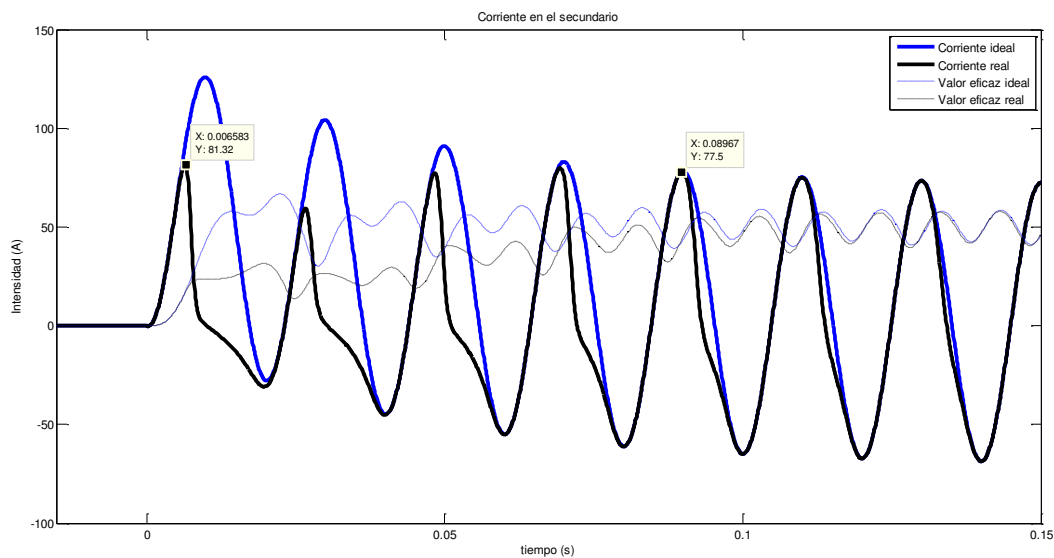


Figura 26. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=15\text{kA}$, Offset=1, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal

Se satura en un tiempo de 6,25 ms. Si se desea que la corriente tenga menos signos de saturación, habría que disminuir la carga.

Se observa que la saturación sólo afecta a los primeros ciclos. En este caso, la corriente tiene un offset igual a la unidad e inicialmente satura con un valor de 81,32A. Cuando la corriente se estabiliza tiene un valor de pico de 77,5A. La protección debería estar preparada para actuar en caso de que la corriente llegase a ese valor de pico, así que incluso saturando en el primer ciclo, al tener un valor instantáneo mayor, el relé actuará.

- Corriente primaria de 30kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

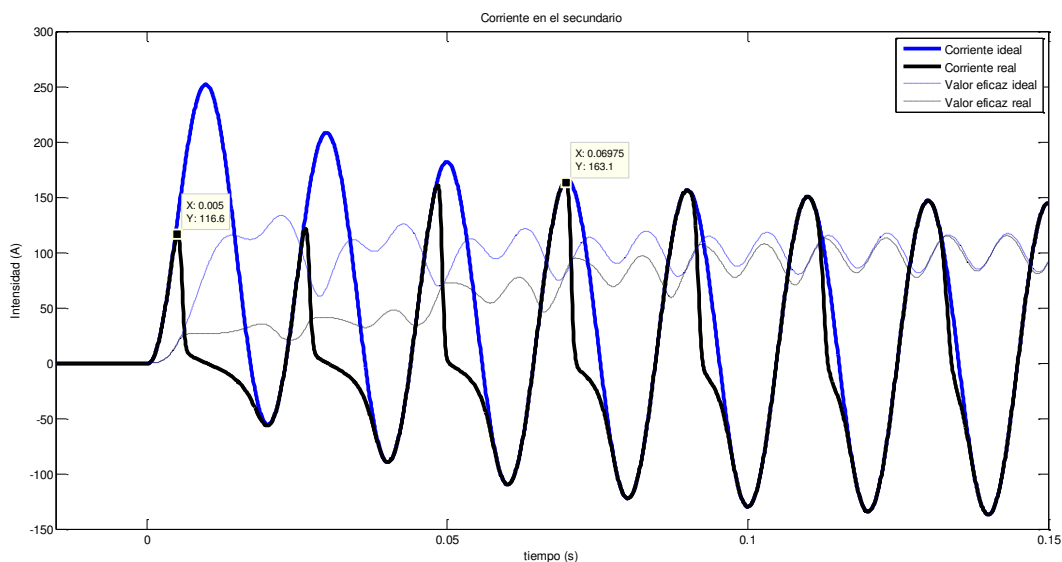


Figura 27. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=40kA$, Offset=1, $N=1500/5A$ y carga nominal

Como era de esperar, al aumentar la corriente la saturación aparece antes, a los 4,91 ms.

En este caso, la saturación hace que la corriente no llegue al valor de pico de la corriente cuando se hace estable, es decir a los 163,61A. Si la protección está definida para que actúe a partir de ese valor, tardará en actuar 69,75 ms. Habría que analizar si la red puede aguantar un cortocircuito de 30kA durante ese tiempo.

- Corriente primaria de 15kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

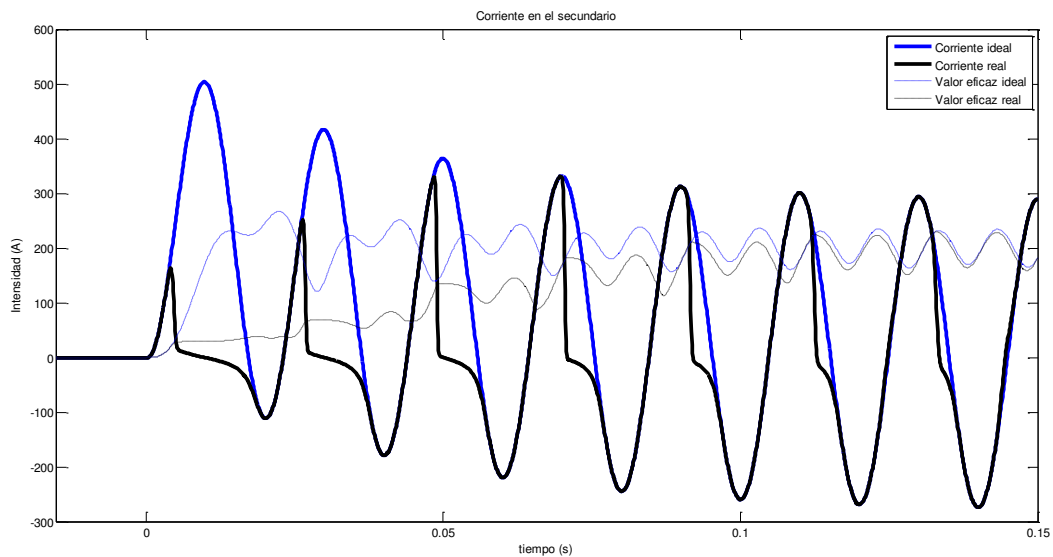


Figura 28. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=60kA$, Offset=1, $N=1500/5A$ y carga nominal

Aunque ya el fabricante no asegura que un TI 5P20 con relación 1500/5A cumple con su clase cuando la corriente sobrepasa los 30kA, podría darse el caso de que fuese esto lo que se tiene.

La saturación aparece aún más rápido que en el caso anterior, a los 3,91 ms. Y la corriente no alcanza su valor de pico hasta los 7 ms. La protección conectada a este TI en un punto de la red donde pudiese existir una corriente de falta de este valor debería prever los primeros ciclos de la saturación.

Offset = 0

- Corriente primaria de 30kA de valor eficaz, Offset = 0 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

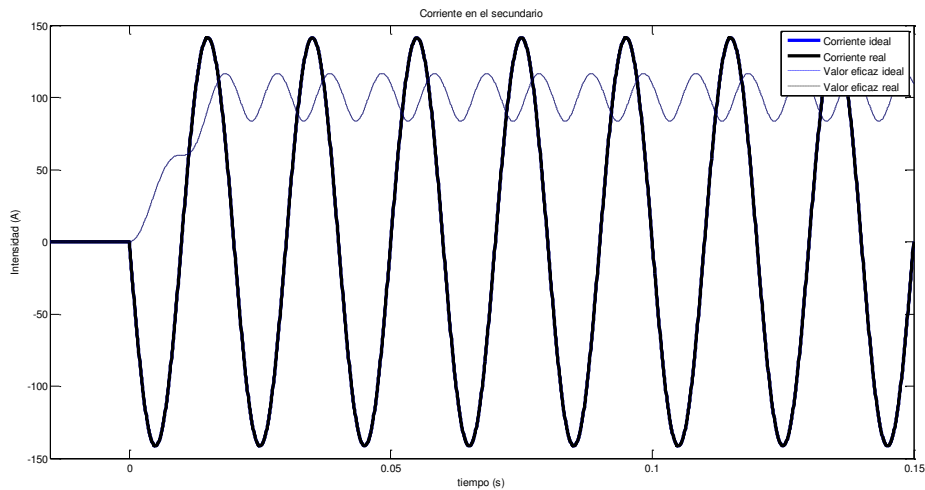


Figura 29. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=30\text{kA}$, Offset=0, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal

Cuando no hay offset, el TI no muestra signos de saturación a los 30kA, por tanto a valores menores y/o con menos carga tampoco lo hará.

- Corriente primaria de 70kA de valor eficaz, Offset = 0 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

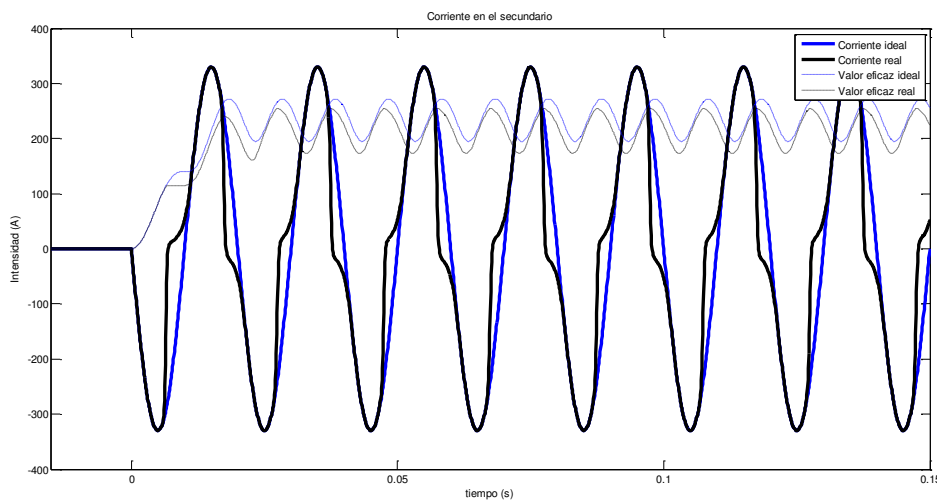


Figura 30. Corriente en el secundario de un CT-400 con $I_p=70\text{kA}$, Offset=0, $N=1500/5\text{A}$ y carga nominal

Con corrientes superiores a los 60kA empieza a ver saturación. Se ha escogido un valor eficaz de 70kA que es un valor muy elevado y que rara vez puede ocurrir en un punto de la red eléctrica del sistema peninsular.

Con 70kA se observa que hay saturación a los 6,08 ms, es decir más tarde de un cuarto de ciclo, cuando la corriente ya ha llegado a su valor de pico. Esto significa que no debería haber problemas con la protección ya que ha alcanzado el máximo valor posible aunque no haga la onda completa.

6.2 TI para red de 220kV

Este tipo de transformadores de intensidad se conectan en las redes de transporte cuya tensión nominal es de 220kV. Al ser una tensión más baja que la anterior, las corrientes de cortocircuito, generalmente, no alcanzarán valores tan elevados.

Sin embargo tienen un núcleo magnético distinto al anterior y los valores de sus impedancias son también diferentes, por lo que habrá que analizarlo aparte.

Para este caso se analizarán dos relaciones de transformación: 2000/5A y 1000/5A. Se supondrá que la potencia de precisión de estos TIs es de 50VA.

Los datos de este CT-220 son los siguientes:

Resistencia del devanado secundario (Rd)	0.2876 Ω
Inductancia del devanado secundario (Ld)	0.792 mH

Tabla 13. Datos de un CT-220kV.

Y su curva de saturación es la mostrada en la Figura 31, con un valor de $V_s = 280V$ y $S = 30,812$.

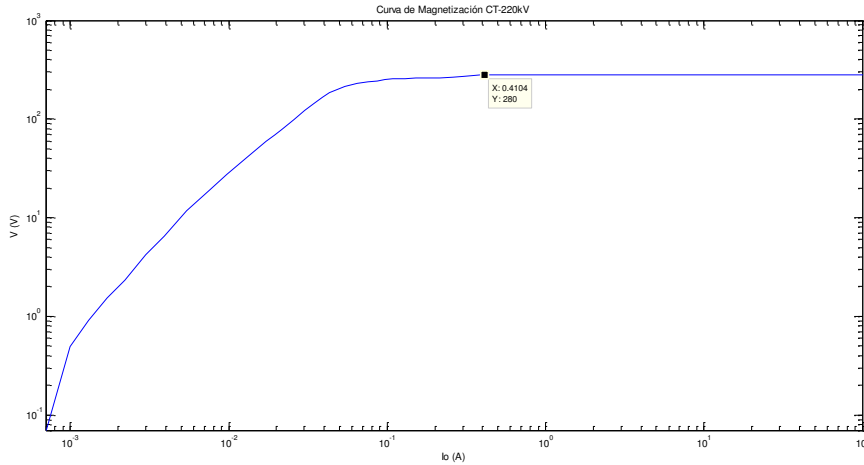


Figura 31. Curva de magnetización de un CT-220kV.

6.2.1 Relación de transformación 2000/5A

Para un TI 5P20 con esta relación de transformación, necesita una corriente de 40kA como máximo para asegurar su clase de precisión. Se van analizar en este apartado corrientes de hasta 50kA.

Offset = 1

- Corriente primaria de 15kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

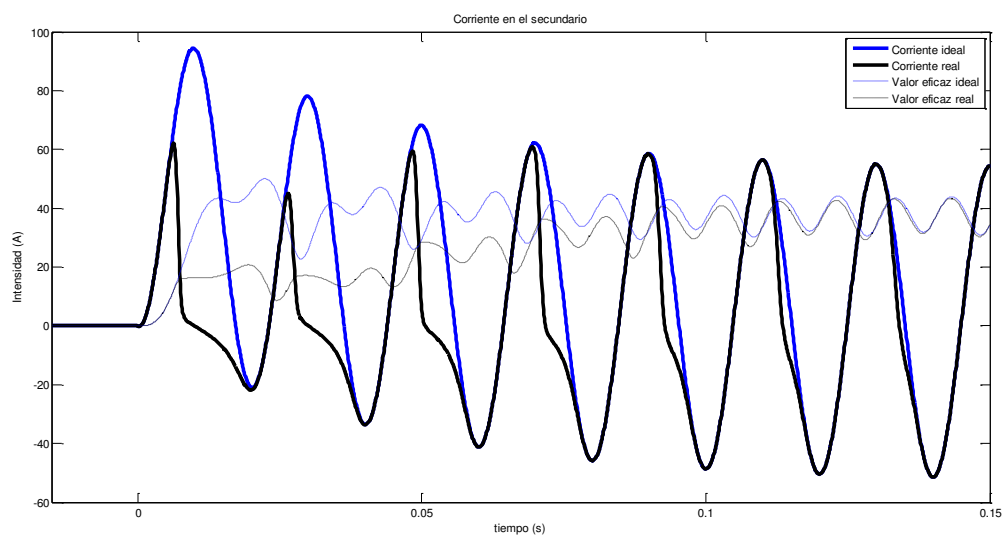


Figura 32. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=15kA$, Offset=1, $N=2000/5A$ y carga nominal

El TI satura a los 6,41 ms y lo hace en un punto donde el valor de la corriente es mayor que el valor de pico de la corriente cuando se estabiliza. Si se tratase de un TI con una gran remanencia, esto no ocurriría. En la Figura 33 se observa que al tener una remanencia muy alta, en el primer ciclo la corriente ni se acerca al valor real, por lo que la protección debería tener en cuenta que el valor que ve es mucho menor que en que en realidad hay.

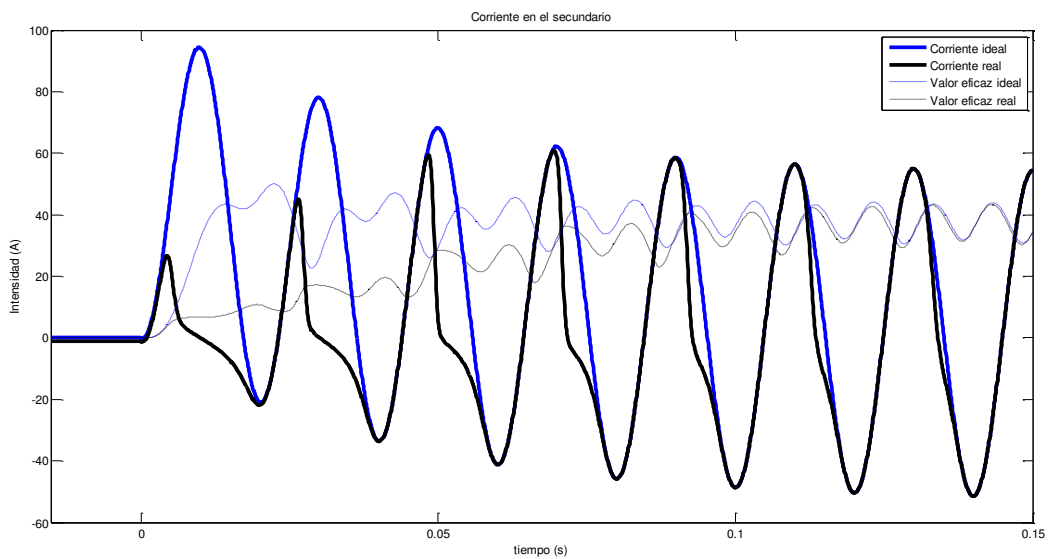


Figura 33. Corriente en el secundario de un CT-220 de gran remanencia con $I_p=15\text{kA}$, $\text{Offset}=1$, $N=2000/5\text{A}$ y carga nominal

El CT-220 satura más rápidamente que el CT-400. Esto se debe a que el núcleo magnético del primero satura a 280V en la tensión en el secundario, mientras que el segundo satura a 375V. Si este TI tuviese una relación 3000/5A, el tiempo en el que tardaría en saturar sería menor que el CT-400.

- Corriente primaria de 50kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

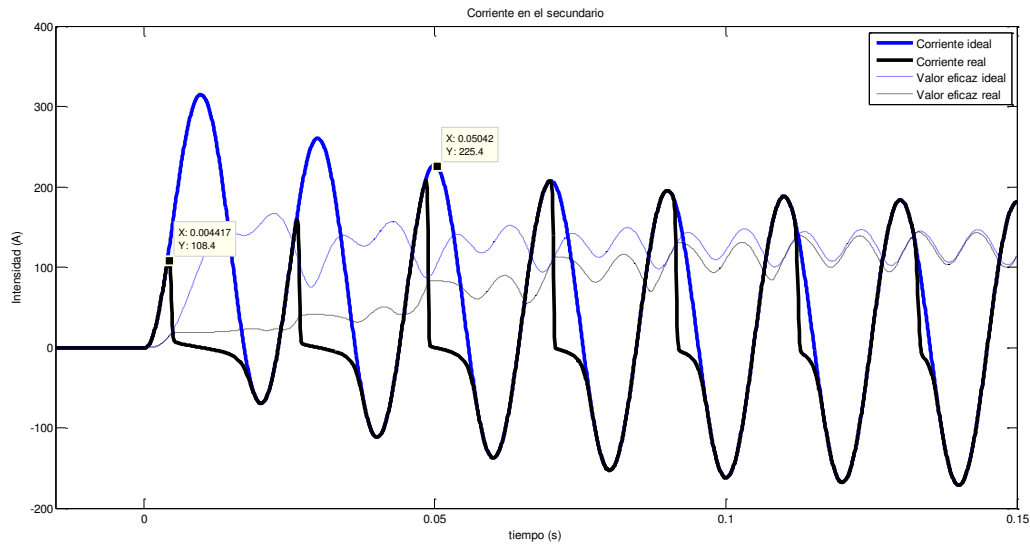


Figura 34. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=50\text{kA}$, Offset=1, $N=2000/5\text{A}$ y carga nominal

Se observa que al aumentar la corriente, la saturación se hace más evidente. Tarda muy poco en pasar, unos 4,25 ms.

Aquí ocurre lo mismo que anteriormente con el caso de gran remanencia. A pesar de ser un TI con una remanencia normal, al aumentar la corriente la saturación ha hecho que la corriente llegue solamente a 108,4A mientras que el valor de pico de la corriente una vez estabilizada es de 225A, valor que no alcanza hasta aproximadamente los 70 ms.

Offset = 0

Al hacer el offset nulo, lo que ocurre es que la saturación desaparece para valores inferiores a los 60kA.

Es muy raro encontrarse que un CT-220 tenga una corriente de falta de un valor tan elevado, así que se puede considerar que estos transformadores no saturan si no tienen offset.

6.2.2 Relación de transformación 1000/5A

Los TI con esta relación de transformación se suelen colocar en lugares donde las corrientes de cortocircuito no son excesivamente altas.

Offset = 1

- Corriente primaria de 10kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

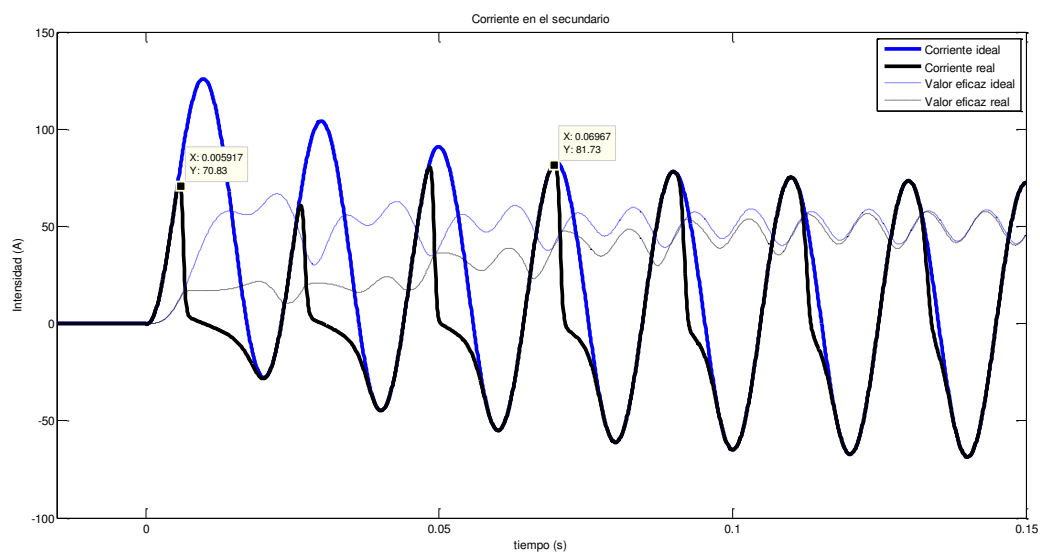


Figura 35. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=10\text{kA}$, Offset=1, $N=1000/5\text{A}$ y carga nominal

Cuando la corriente de falta ronda los 10kA, el TI satura en el primer ciclo y no llega al valor de pico, por lo que la protección pensará que hay menos corriente de la que hay realmente.

Si aumentamos la corriente a 30kA, volverá a pasar lo mismo y en menos tiempo, como se observa en la figura 36.

- Corriente primaria de 30kA de valor eficaz, Offset = 1 y $R_c = 2\Omega$ (carga de precisión)

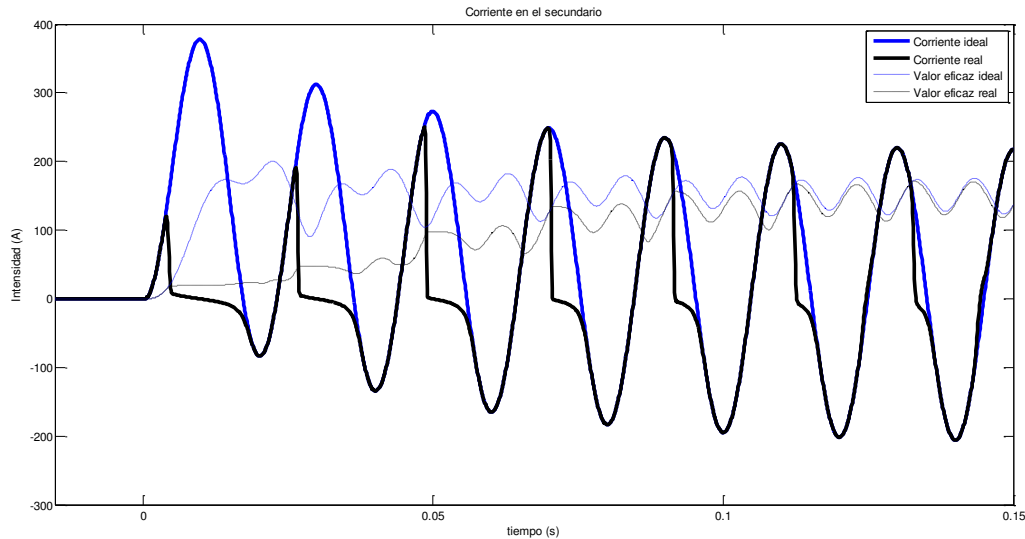


Figura 36. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=30kA$, Offset=1, $N=1000/5A$ y carga nominal

Offset = 0

Como la relación de transformación se ha reducido, ahora empezarán a observarse signos de saturación con una corriente menor. En este caso con una corriente de 30kA o mayor ya se tiene saturación:

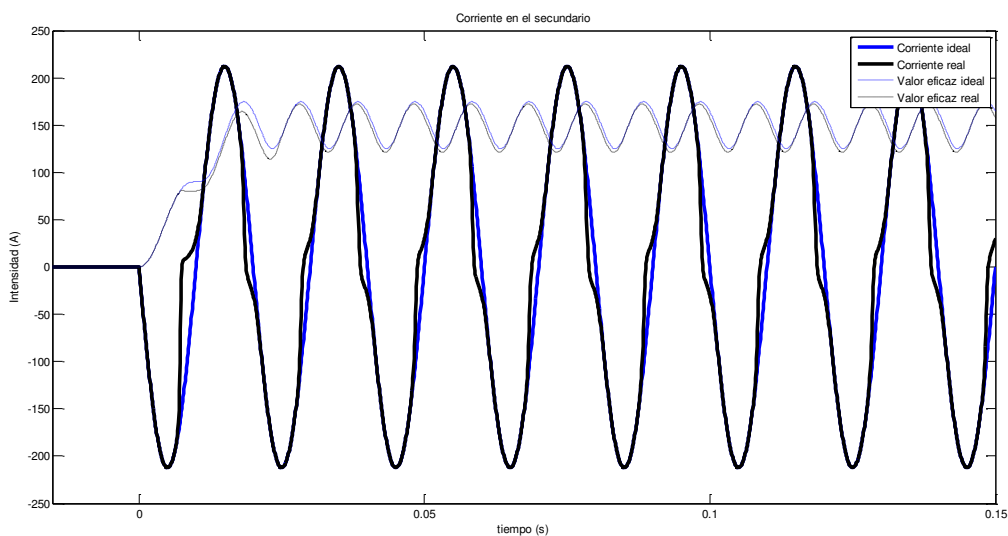


Figura 37. Corriente en el secundario de un CT-220 con $I_p=30kA$, Offset=0, $N=1000/5A$ y carga nominal

CAPÍTULO 7. ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS PROTECCIONES

Se van a analizar varias protecciones de distintos fabricantes, que son:

- Protección diferencial de transformador de General Electric (87T).
- Protección diferencial de línea de ABB (87B).
- Protección de distancia de SEL (21).

Se analizarán cada una de estas protecciones según los criterios de cada fabricante y con ayuda del programa Protecciones.m se verá si la protección en cuestión es adecuada o no para trabajar en dicho punto de la red.

7.1 Diferencial de transformador de General Electric (87T)

El relé de protección diferencial de transformadores T60 (T60 Transformer Management Relay) es un microprocesador-base para protección de pequeños, medianos y grandes transformadores trifásicos de potencia. El relé puede ser configurado con un máximo de cuatro entradas de corriente trifásicas y cuatro corrientes de tierra.

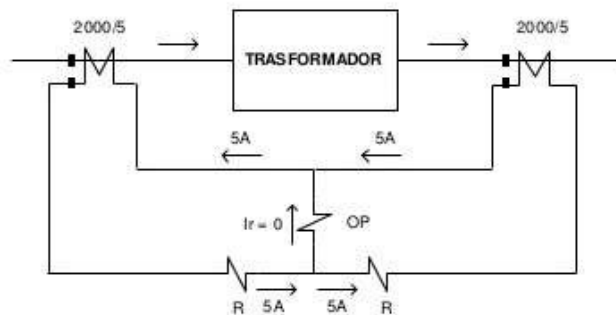


Figura 38. Esquema de una protección diferencial de transformador

El Porcentaje Diferencial es el elemento principal del dispositivo de protección en el T60. También están incorporados la Protección Diferencial Instantánea, Voltios/Hz, Falta a Tierra Restringida, y varios elementos de protección de corriente, voltaje y frecuencia.

En este apartado se van a analizar las protecciones de Porcentaje Diferencial y Diferencial Instantánea.

7.1.1 Porcentaje Diferencial

Las características del Porcentaje Diferencial son las siguientes:

- Característica: Retención diferencial preestablecida.
- Número de zonas: 2
- Mínima medida diferencial: 0,05 a 1 pu en escalones de 0,001.
- Rango de la pendiente 1: 15 a 100% en escalones de 1%
- Rango de la pendiente 2: 50 a 100% en escalones de 1%
- Punto del codo 1: 1 a 2 pu en escalones de 0,0001.
- Punto del codo 2: 2 a 30 pu en escalones de 0,0001.
- Nivel de inhibición del 2º armónico: 1 al 40% en escalones de 0,1.
- Función de inhibición del 2º armónico: Adaptable, Tradicional, Desconectada.
- Modo de inhibición del 2º armónico: Por fase, 2 de 3, Promedio.
- Rango de inhibición del 5º armónico: 1 al 40% en escalones de 0,1.
- Tiempos de operación:
 - Seleccionado la inhibición de armónicos: 20 a 30 ms a 60Hz.
20 a 35 ms a 50Hz.
 - Seleccionado la no inhibición de armónicos: 5 a 20 ms.
- Nivel de salida: 97 a 98% del valor de pico.
- Nivel de precisión: $\pm 0,5\%$ de la lectura o $\pm 1\%$ del tasado (cual sea mayor).

El elemento del Porcentaje Diferencial del T60 está basado en una configuración dual-breakpoint/dual-slope. El propósito de dicha característica es definir la proporción entre corriente diferencial y retenida para las corrientes de

arrollamientos del transformador en diferentes condiciones de carga y distinguir entre faltas internas y externas.

Las variaciones en la proporción diferencial y retenida se debe al desequilibrio entre las corrientes primaria y secundaria y puede ser por causa de:

1. Imprecisiones inherentes del CT.
2. Operación de cambio de tomas en carga.
3. Saturación del CT.

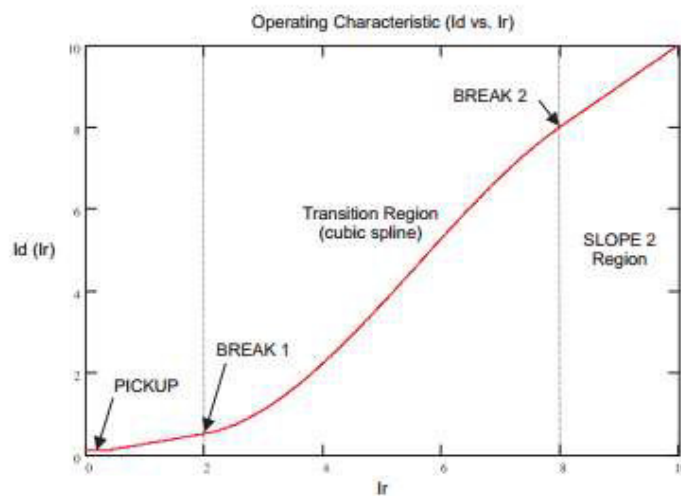


Figura 39. Característica operacional de un porcentaje diferencial de transformador de GE

La corriente diferencial (I_d) se calcula como la suma vectorial de las corrientes de todos los arrollamientos después de una compensación de magnitud y ángulo.

$$I_d = \overrightarrow{I_{1comp}} + \dots + \overrightarrow{I_{4comp}}$$

La corriente de retención se suma se calcula como el máximo de las mismas corrientes compensadas.

$$I_r = \max(|\overrightarrow{I_{1comp}}|, \dots, |\overrightarrow{I_{4comp}}|)$$

En el programa Portecciones.m (Anexo 4.1) la característica operacional del porcentaje diferencial simula mediante rectas introduciendo los siguientes valores:

- Mínimo valor de la corriente diferencial (pickup). En el ejemplo se ha usado como valor 0,3.

- Pendiente 1 (slope1): tiene que ser un valor de 0 a 1. En el ejemplo se ha escogido 25% de pendiente, es decir, 0,25.
- Punto de corte 1 (breakpoint1). En el ejemplo se ha escogido 2 pu.
- Pendiente 2 (slope2): tiene que ser un valor de 0 a 1. En el ejemplo se ha escogido 10% de pendiente, es decir, 1.
- Punto de corte 2 (breakpointq2). En el ejemplo se ha escogido 8 pu.

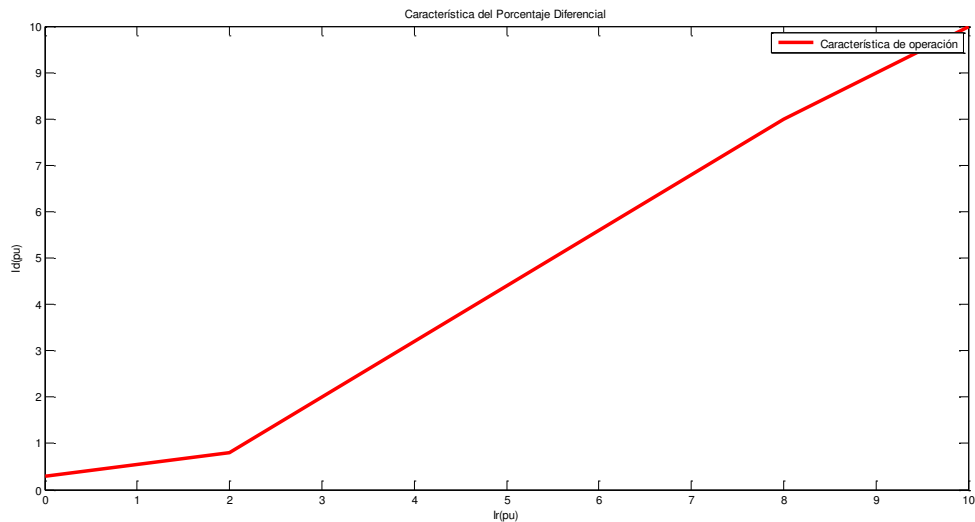


Figura 40. Característica del Porcentaje Diferencial de transformador de GE simulada con Matlab

Se va a suponer que se quiere proteger un transformador de potencia de 400kV/220kV 500MVA. Esto supone unas corrientes nominales de 721,69A en el lado de alta tensión y de 1312,16A en el lado de baja. Por tanto se elegirá una relación de transformación de 1000/5A en el circuito primario y una relación de 2000/5A en el secundario. Esto da lugar a unas corrientes en los secundarios de los TIs de 3,61A y 3,2A respectivamente, cuya diferencia en pu es muy pequeña (0,082 pu).

Este tipo de protección detecta principalmente fallos internos del transformador (fallo de aislamiento, cortocircuito interno, etc), pero también puede actuar en el caso de que los TI saturen y den una medida irreal de lo que está pasando en la red.

Se van a analizar tres situaciones: la primera es en situación normal de funcionamiento, la segunda será un cortocircuito interno en el transformador de potencia y la tercera es una falta monofásica en el lado de baja del transformador.

Situación normal de funcionamiento

Se suponen tres corrientes trifásicas aproximadamente iguales en valor eficaz y desfasadas un ángulo alrededor de 120 grados. Las corrientes en el secundario del TI del lado de alta son las siguientes ($N1 = 1000/5A$, $I_n = 5A$):

$$I_{u1} = 720,65/N1 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

$$I_{v1} = 715,9/N1 * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 118,5 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

$$I_{w1} = 723,72/N1 * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 121,4 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

Se cogen corrientes aproximadamente iguales para que se asemeje a un posible caso real. Las corrientes en el secundario se escogen de la siguiente manera ($N2 = 2000/5A$):

$$I_{u2} = 1307,5/N2 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

$$I_{v2} = 1278,6/N2 * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 112,5 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

$$I_{w2} = 1311,3/N2 * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 123,4 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

Con estas corrientes se trabaja siempre en puntos por debajo de la curva de la característica operacional del Porcentaje Diferencial como se refleja en la Figura 41, por lo que la protección no actúa en ningún momento.

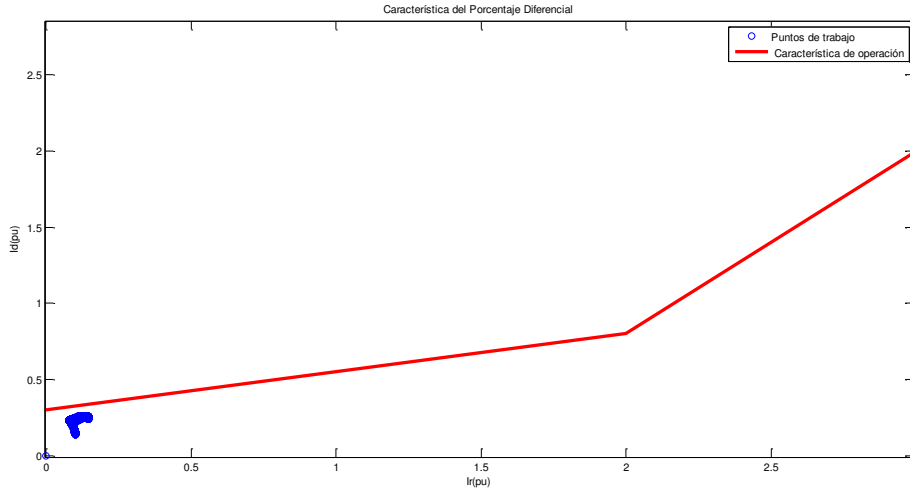


Figura 41. Característica de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE en una situación normal de funcionamiento

Cortocircuito interno en el transformador

Se consideran la fase v y w iguales que en el caso anterior, mientras que la fase u será:

$$I_{u1} = 30000/N1 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

$$I_{u2} = -40000/N2 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

Las dos corrientes serán muy elevadas aunque la del lado de baja irá en sentido contrario ya que el cortocircuito se encuentra en el interior del transformador.

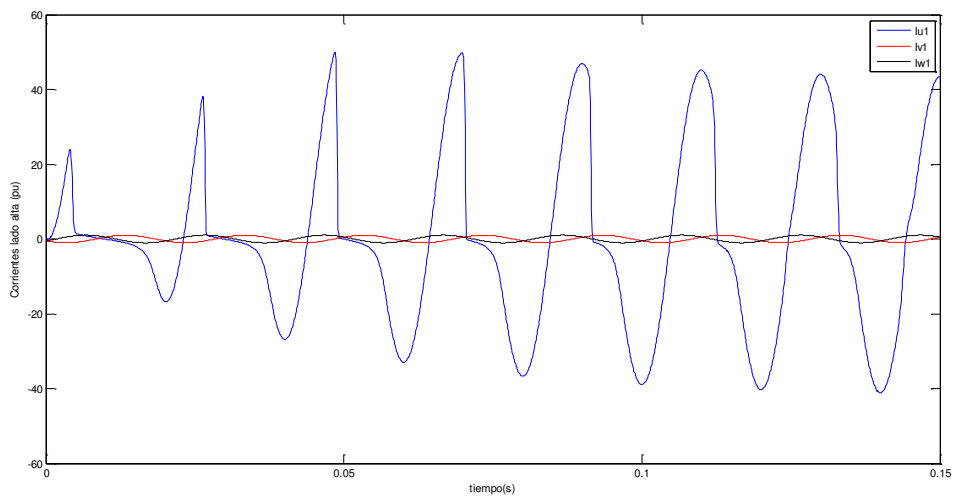


Figura 42. Corrientes en lado de alta de un transformador con cortocircuito interno.

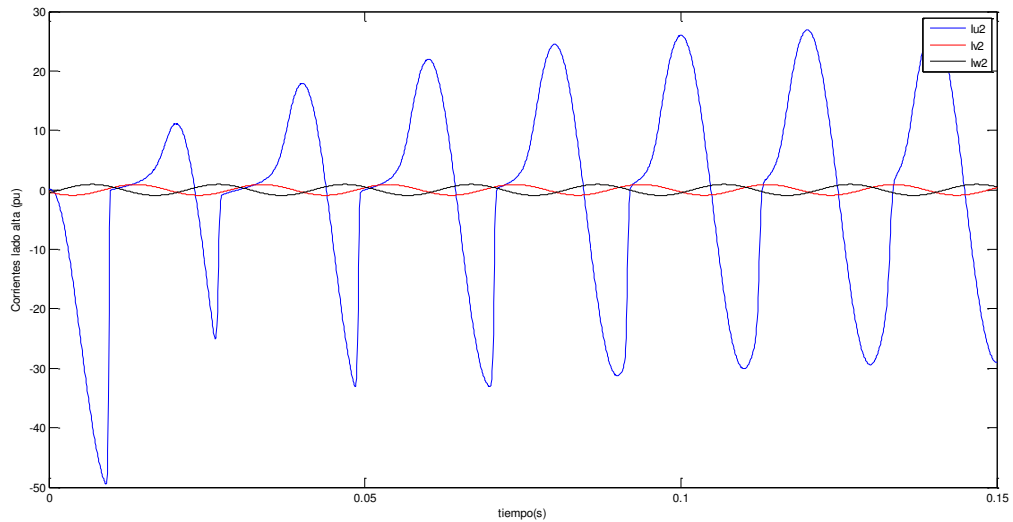


Figura 43. Corrientes en lado de baja de un transformador con cortocircuito interno.

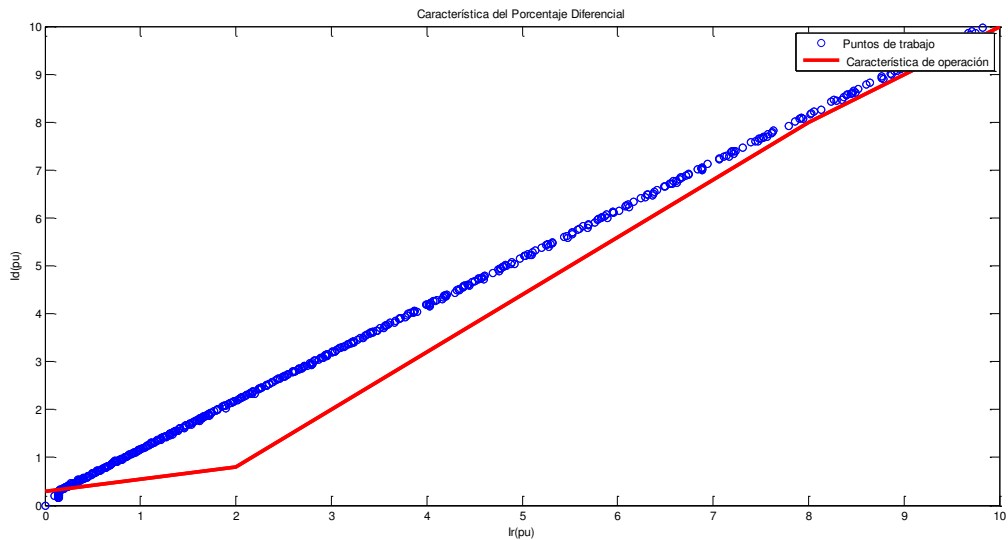


Figura 44. Característica de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con cortocircuito interno.

En este caso se observa como la corriente diferencial alcanza valores muy elevados y que la mayoría de los puntos de trabajo que están por encima de la curva, por lo que la protección diferencial actuará.

Falta monofásica en el lado de baja del transformador de potencia

Como en este caso el cortocircuito se encuentra en el lado de baja, las corrientes en ambos lados del transformador irán en el mismo sentido. Las corrientes de las fases v y w serán las mismas que hasta ahora y las de la fase u:

$$I_{u1} = 22000/N1 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

$$I_{u2} = 40000/N2 * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

Se va a suponer que el transformador de potencia no satura, pero sí que lo harán los TI del lado de alta y de baja.

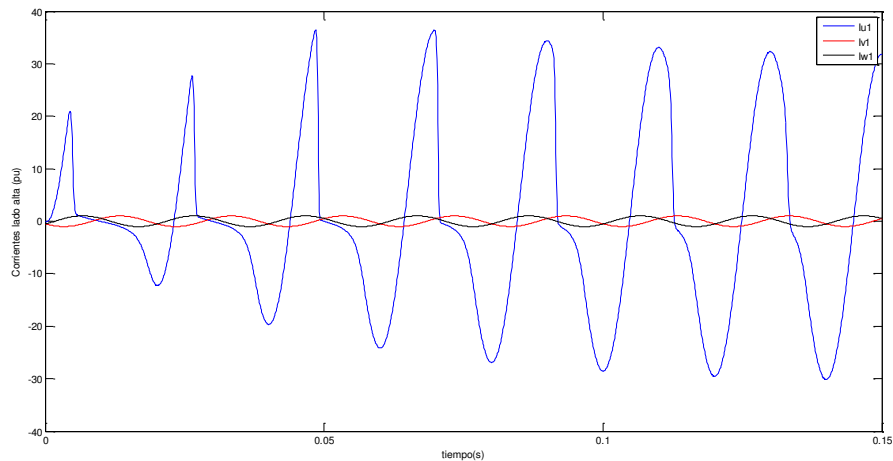


Figura 45. Corrientes en lado de alta de un transformador con falta monofásica en el lado de baja

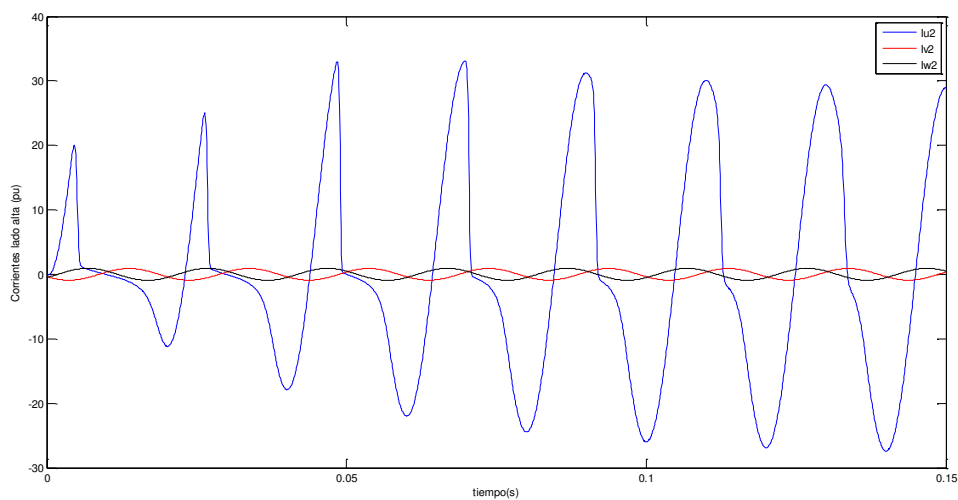


Figura 46. Corrientes en lado de baja de un transformador con falta monofásica en el lado de baja

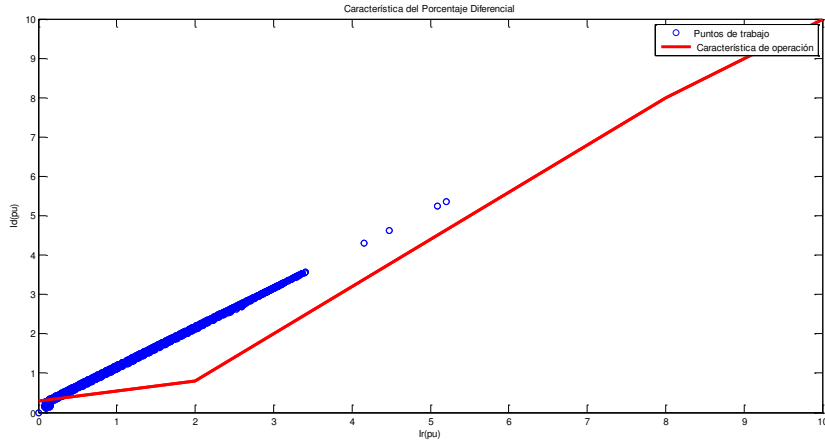


Figura 47. Característica de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con falta monofásica en el lado de baja (I).

Se observa como la protección diferencial actuaría en este caso aunque no se tratase de una falta interna del transformador. Esto se debe a que como la corriente es muy elevada y las relaciones de los transformadores de intensidad no son las mismas para el lado de alta que para el de baja, por lo que la diferencia de corrientes en unitarias es muy grande.

Si se quiere que esta protección no actúe en este tipo de faltas tendría que tratarse de unas corrientes de cortocircuito menos elevadas y habría que modificar la característica de operación subiéndola para prevenir estos casos.

Por ejemplo, si se tratase de una corriente de cortocircuito de 7kA en el lado de baja del transformador y se desplazase la característica un poco hacia arriba, la protección no actuaría como se puede apreciar en la Figura 48:

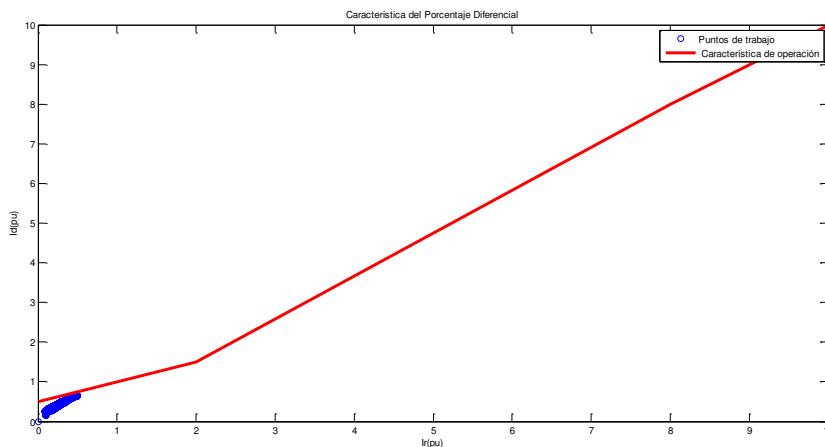


Figura 48. Característica de un Porcentaje Diferencial de transformador de GE con falta monofásica en el lado de baja.

7.1.2 Diferencial Instantáneo

Las características del Diferencial Instantáneo son las siguientes:

- Nivel de valores de pico: 2 a 30 pu en escalones de 0,01.
- Nivel de salida: 97 a 98% del valor de pico.
- Nivel de precisión: $\pm 0,5\%$ de la lectura o $\pm 1\%$ del tasado (cual sea mayor).
- Tiempo de operación: < 20 ms en 3 x valor de pico a 60Hz.

La protección instantánea actuaría cuando la corriente diferencial supere un valor establecido.

En el programa Protecciones.m (Anexo 4.1) se pide introducir el límite del valor de la corriente diferencial mínima (I_{dmin}) para que la protección actúe instantáneamente. El programa mandará un mensaje de si la protección instantánea actúa o no en función de si se supera en algún momento dicho valor.

Se analizan a continuación las tres situaciones anteriores poniendo una intensidad diferencial mínima de 8 pu para que actúe la protección instantánea.

Situación normal de funcionamiento

La protección instantánea no actúa ya que apenas hay corriente diferencial y ni siquiera actúa la del porcentaje diferencial.

Cortocircuito interno en el transformador

En este caso se observa que la corriente diferencial alcanza unos valores muy superiores y que sobrepasa los 8 pu. Si hay un cortocircuito interno en el transformador la protección actuará instantáneamente.

Falta monofásica en el lado de baja del transformador de potencia

Cuando la falta es externa, la protección diferencial mide una corriente diferencial debido al valor tan elevado de las corrientes. Sin embargo, la corriente diferencial que mide no es tan elevada para que la protección instantánea actúe.

7.2 Protección diferencial de línea de ABB (87L)

La protección diferencial de línea aplica la ley de Kirchhoff y compara las corrientes que entran y salen del circuito multiterminal protegido, el cual consiste en líneas aéreas, transformadores de potencia y cables.

Estas protecciones se encuentran al principio y al final de la línea y tienen un canal de comunicación entre ellas. Como en el apartado anterior, estas protecciones también tienen una característica de operación, en la cual si la corriente diferencial está por encima de dicha característica la protección actuará según unas condiciones y si está por encima de otro valor, la protección actuará de manera instantánea.

La curva de operación es la mostrada en la figura 46:

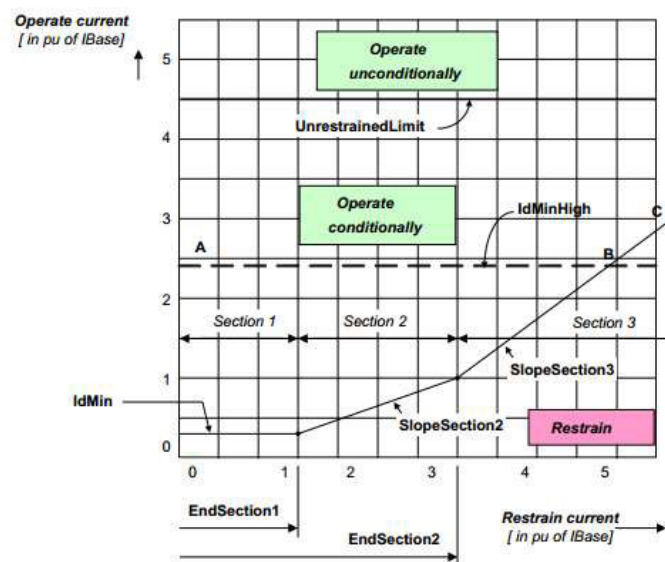


Figura 49. Característica operacional de una protección diferencial de línea de ABB

Esta característica se ha simulado en Matlab metiendo los siguientes datos:

- $I_{dmin} = 0,3$
- $EndSection1 = 1$
- $EndSection2 = 3,5$
- $SlopeSection1 = 0,28$
- $SlopeSection2 = 0,9$

Los valores medidos se dibujan encima de esta característica. El nivel $I_{dMinHigh}$ es un valor establecido que se usa para temporalmente decrecer la sensibilidad en situaciones cuando:

1. La línea está energizada.
2. Cuando la falta es considerada externa.
3. Cuando hay un cambio de tomas en algún CT.

Cuando la corriente diferencial supera el valor del límite establecido, la protección actúa instantáneamente. Esto suele ocurrir cuando la falta es interna.

Se va a considerar una situación con tres barras (A, B y C) y tres protecciones diferenciales pegadas a las barras como se muestra en la Figura 50:

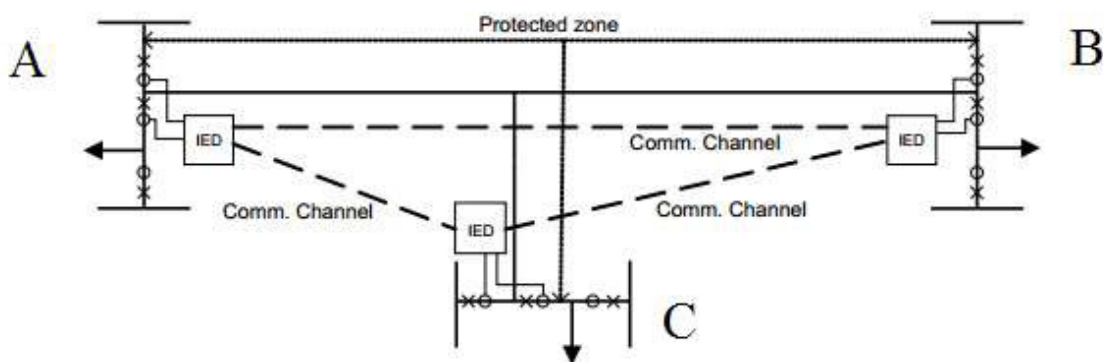


Figura 50. Ejemplo de aplicación de una línea con tres terminales

Las tres protecciones diferenciales de línea están conectadas mediante sistemas de comunicación para que puedan comprobar las corrientes que miden las demás y así mandar el orden de apertura al interruptor en caso de que deban hacerlo.

En el programa Protecciones.m (Anexo 4.2) se pide introducir las tres corrientes de fase en los tres puntos que hay, en total nueve corrientes, y la corriente diferencial mínima para que la protección instantánea actúe (en este caso se ha escogido un valor de 4,5 pu). Se van analizar dos situaciones: falta interna y falta externa.

Falta interna

Se supone una falta a tierra monofásica en la línea que llega a la subestación C. Se utilizarán TI con relación 2000/5A. Las corrientes en cada una de las barras serán:

Barra A:

$$I_{uA} = 20000/N * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset))/I_n$$

$$I_{vA} = 1500/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 120 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

$$I_{wA} = 1500/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 120 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

Barra B:

$$I_{uB} = -10000/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 25 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

$$I_{vB} = 650/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 145 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

$$I_{wB} = 650/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 95 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

Barra C:

$$I_{uC} = -15000/N * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset) - 16,78 * \pi/180)/I_n$$

$$I_{vC} = 951,42/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 103,22 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

$$I_{wC} = 951,42/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 136,78 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

En situaciones normales se ha supuesto que la corriente que sale de A es igual a la que entran en B y C. Al ser la falta en la línea que va a C, las corrientes de la fase u que iban en dirección B y C cambian de sentido pues contribuirán a la corriente de falta.

Las protecciones no medirán dichas corrientes porque el TI se saturará, pero la corriente diferencial es en este caso muy alta, superando los 4,5 pu, por lo que las protecciones mandarían orden de abrir los tres interruptores de la línea instantáneamente. Esto se aprecia en la siguiente gráfica:

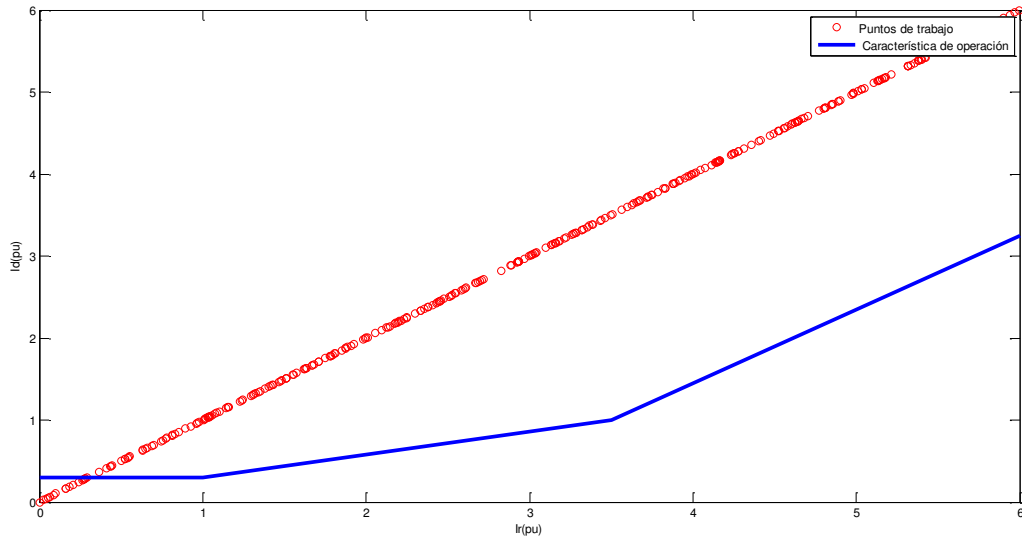


Figura 51. Característica de una protección diferencial de línea con falta interna

Falta externa

Suponiendo ahora una falta externa monofásica después de la barra B, las corrientes que única corriente que cambia de sentido será la que llega a las barras de C, porque ahora contribuirá a la corriente de falta:

Barra A:

$$I_{uA} = 20000/N * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(\text{Offset}))/I_n$$

$$I_{vA} = 1500/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(\text{Offset}) + 120 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

$$I_{wA} = 1500/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(\text{Offset}) - 120 * \frac{\pi}{180}\right)/I_n$$

Barra B:

$$I_{uB} = 29714,78/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 5,57 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

$$I_{vB} = 650/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 145 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

$$I_{wB} = 650/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 95 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

Barra C:

$$I_{uC} = -10000/N * \sqrt{2} * \cos(w * t + \text{acos}(Offset) - 16,78 * \pi/180) / I_n$$

$$I_{vC} = 951,42/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) + 103,22 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

$$I_{wC} = 951,42/N * \sqrt{2} * \cos\left(w * t + \text{acos}(Offset) - 136,78 * \frac{\pi}{180}\right) / I_n$$

En este caso no se pierde corriente por ninguna parte de la zona de protección. Sin embargo los TI sí que saturan, por lo que la protección diferencial sí que medirá corriente diferencial.

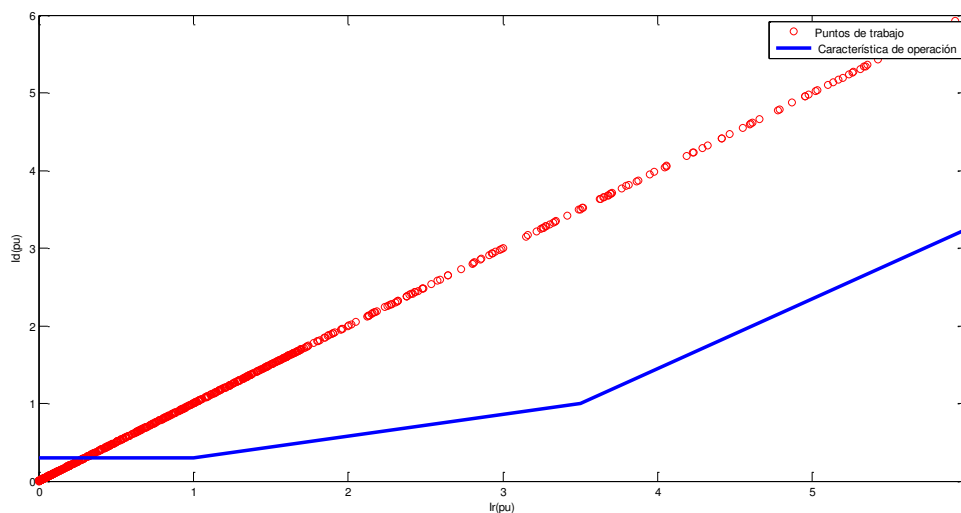


Figura 52. Característica de una protección diferencial de línea con falta externa cuando los TI saturan

Al ser la corriente tan elevada hace saturar los TI por lo que la corriente diferencial que mide la protección no es la real que existe. Si la corriente fuese menor y los TI no saturasen, las protecciones no actuarían.

7.3 Protección de distancia de SEL (21)

El SEL-421 tiene cinco zonas independientes en las protecciones de distancia con característica MHO. Este tipo de protección opera solo para las corrientes de una falta fase-tierra (monofásica). Se puede establecer el alcance de cada zona de manera independiente. La Zona 1 y la Zona 2 solo ven faltas hacia delante y se pueden establecer de la Zona 3 a la 5 para que vean faltas hacia delante o hacia atrás.

De estas cinco zonas, el SEL-421 tiene tres de gran velocidad. La protección de gran velocidad opera solo para corrientes de falta monofásica. Estas zonas son las tres primeras y tienen un tiempo de detección de falta menor a un ciclo.

El factor de compensación de secuencia cero de la Zona 1 (k01) es independiente de los factores de compensación hacia adelante y hacia atrás (k0 y k0R) que usa el relé para otras zonas.

Si se quiere que estos factores se calculen automáticamente, los valores k01, k0 y k0R se calculan con la siguiente ecuación:

$$k0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 * Z_{1L}}$$

Donde:

Z_{0L} = Impedancia de la línea de transporte de secuencia cero.

Z_{01} = Impedancia de la línea de transporte de secuencia positiva.

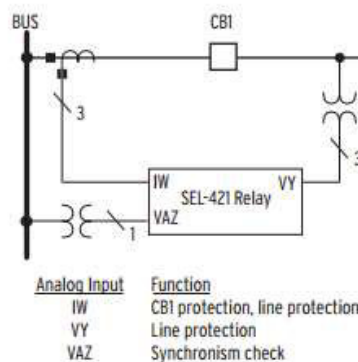


Figura 53. Protección de distancia de SEL

La protección de distancia mide corriente y tensión para calcular la impedancia hacia la falta y así saber el lugar donde ha ocurrido.

Se supone una línea de 120 km de cables Condor triplex con una resistencia y una reactancia en Ohmios por kilómetro de $R = 0,0258\Omega/\text{km}$ y $X = 0,2776 \Omega/\text{km}$.

Se van a analizar dos zonas de funcionamiento, la Zona 1 protegerá el 80% de la línea y actuará instantáneamente mientras que la Zona 2 protege hasta el 100% de la línea y actúa en 20ms.

Los ajustes del relé para cada zona serían:

$$Z1 = (0,0258+0,2776*j)*120*0,8=2,477+j*26,65\Omega$$

$$Z2 = (0,0258+0,2776*j)*120*1=3,096+j*33,312\Omega$$

El programa Programa.m (Anexo 4.3) pide meter la corriente de fase medida y la tensión de fase. En este proyecto no se va a calcular cómo se obtienen dichos valores, sino que se da por supuesto que la persona que usa el programa ya los ha calculado con anterioridad.

Por ejemplo, con una tensión de 155kV y una intensidad de falta de 20kA con ángulo de 60°, la protección actuará de forma instantánea pues la falta se produce a 27,8 km, es decir, en la Zona 1.

Y si lo que se mide es 180kV de tensión y una corriente de falta de 10kA con ángulo de 30 grados, la falta se produce a 107,6 km de distancia, en la Zona 2, por lo que la protección actuará en 20 ms.

Si la corriente es muy elevada y hace saturar el TI de protección, el relé de distancia verá una corriente inferior a la que realmente hay en la red, por lo que calcularía una impedancia de falta más grande de la real y la protección podría no actuar como es debido. Esta protección es muy importante ya que nos dice dónde está la falta, por lo que hay que asegurarse de que actúe correctamente.

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES

Los transformadores de intensidad tienen un gran compromiso en la red. Forman parte del sistema de medida y protección y si no se usan correctamente pueden ser la causa de que las protecciones no funcionen como es debido.

Después de los análisis realizados, se puede observar como a grandes corrientes el núcleo del transformador satura y las medidas que hacen las protecciones no son las reales. Para intentar reducir la saturación del TI existen varias opciones:

- Cuanto más grande sea la relación de transformación la corriente en el secundario es más baja y hace saturar menos el TI.
- El TI no saturará si las corrientes de falta son relativamente pequeñas (entre 5 y 10kA), aunque si se colocan en puntos del sistema donde las corrientes de falta pueden llegar a ser muy elevadas habrá que sobredimensionar el núcleo para disminuir lo más posible la saturación.
- La carga del secundario del TI. Se ha observado mediante ejemplos que cuanto más carga haya en el secundario del TI más fuerte será la saturación. Hay que intentar que la resistencia de los cables sea lo mínima posible.
- También el Offset afecta a la saturación. El Offset es la parte de corriente continua que tiene una falta. Cuanto más offset, más satura el TI. Esto es inevitable, ya que el offset depende del ángulo de la falta.
- El momento de la falta también es importante, ya que puede ser que el transformador esté previamente cargado.
- La remanencia del TI también ha de tenerse en cuenta. Los núcleos deben ser de baja remanencia si se quiere evitar al máximo posible la saturación.

El transformador no puede analizarse independientemente. Si tenemos una protección, habrá transformadores que hagan que funcione correctamente y otros que no. Al igual que con un transformador ya escogido puede que sirvan sólo algunas protecciones.

En las protecciones diferenciales de transformador y de línea de General Electric y de ABB respectivamente, se observa como no hay problema para las protecciones en el caso de que la falta existente sea interna, pero en casos de falta externa la protección podría actuar aunque no debiese hacerlo.

Cuando la falta es interna, la corriente diferencial es muy grande porque hay corrientes que cambian de sentido para contribuir a la corriente de falta, por lo que la protección actúa de manera instantánea. Sin embargo, cuando se trata de una falta externa, no debería haber corriente diferencial pero las protecciones sí la miden al saturarse los núcleos de los TI. Hay que analizar en cada caso, si la protección actúa correctamente o no según la posición de ésta en la red y del TI que se quiere conectar.

En cuanto a las protecciones de distancia, tenemos el mismo problema con la saturación. El objetivo de las protecciones de distancia, aparte del de proteger la red, es localizarla la falta. Hay que tener en cuenta que las líneas de transporte son muy largas y a la hora del mantenimiento es muy útil saber en qué lugar se ha producido la falta.

Si el TI satura y el relé de distancia mide una corriente menor que la existente realmente, podría no mandar orden de apertura al interruptor o incluso haciéndolo calcular mal el lugar de la falta.

Por ello es importante analizar en conjunto el grupo transformador/protección ya que de la actuación del transformador dependerá la actuación de la protección.

BIBLIOGRAFÍA

- ARTECHE. Introducción a los transformadores de medida.
- https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/indoor-devices/protective-measuring-transformers-m4/catalogue-protective-and-measuring-transformers-m4_es.pdf
- http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm10/pfcm10_3_3.html
- http://gco.tel.uva.es/tutorial_cir/tema2/divisor.htm
- ARTECHE. Funcionamiento de un TI de protección ante un cortocircuito.
- <http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/esep/material/Curso%20estabilidad,%20Protecciones.pdf>
- <http://www.uco.es/~el1bumad/docencia/minas/ie06t3.pdf>
- <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/801/A7.pdf?sequence=7>
- Network Protection & Automation Guide. Current and Voltage Transformers.
- REE. Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapenisulares.
- IEEE. Current Transformer Dimensioning for Numerical Protection Relays
- STANLEY E. ZOCHOLL. Analyzing and Applying Current Transformers.
- ARTECHE. CT SAT Calculator
- GE. Industrial Systems. T60 Transformer Relay. UR Series Instruction Manual
- ABB. Line differential protection RED670. Technical reference manual
- SEL-421 Relay. Protection and Automation System. Instruction Manual

ANEXOS

Anexo I. CorrienteCortocircuito.m

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Datos generales
w=2*pi*50;           %omega a 50 Hz
t=(0:0.0001:0.15);  %tiempo de simulacion en segundos

% Datos corriente de falta
E_p=400e3/sqrt(3);  %tensión pico del sistema
R=8;                %Resistencia de la línea
L=0.32;             %inductancia de la línea
Xl=L*w;             %reactancia de la línea
Tl=L/R;             %constante de tiempo de la línea
beta=pi/180*60;    %ángulo inicial de fase de la
corriente de falta

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%PROGRAMA

%Cálculo de la corriente de falta
alfa=atan(w*Tl);    %ángulo del sistema
icc_alt= E_p / (sqrt(R^2+Xl^2 ))*cos(w*t+alfa- beta); %Componente
alterna
icc_cont= E_p / (sqrt(R^2+Xl^2 ))*cos(alfa-beta) *exp((-t)/Tl);
%Componente continua
I1=icc_alt+icc_cont; %Corriente de falta con todas sus componentes

figure(1)
plot(t,I1, 'linewidth', 3);
hold on
plot(t, icc_cont, 'r');
hold on
plot(t, icc_alt, 'g');
xlim([0,0.15]);
title('Corriente de Cortocircuito');
xlabel('tiempo (s)');
ylabel('Intensidad (A)');
```

```
legend('Corriente de falta completa', 'Componente continua',  
'Componente alterna');  
%Para el programa CorrienteSalidaTI necesitamos dos cosas:  
%1. El valor eficaz de la corriente simétrica de falta (I1_sim)  
%2. El valor del Offset de la corriente primaria (Off)  
  
I1_sim=(E_p / (sqrt(R^2+Xl^2 )))/sqrt(2)  
Off=cos(alfa-beta)
```

Anexo II. Curva de Magnetización.m

```
%CURVA DE MAGNETIZACIÓN
%TI de protección 0.5-5P20
n=36; %Número de puntos de la curva

Curva_sat=[0.0006 0.09; 0.0009 0.66; 0.0012 1.22; 0.0016 2.06; 0.0020
3.09; 0.0028 5.63; 0.0037 8.72; 0.0051 15.75; 0.0071 25.78; 0.0091
37.03; 0.0122 54.38; 0.0162 79.69; 0.0183 92.81; 0.0203 105; 0.0243
133.13; 0.0284 163.13; 0.0325 193.13; 0.0365 225; 0.0406 247.5; 0.0507
286.88; 0.0609 307.5; 0.0710 318.75; 0.0812 328.13; 0.0913 335.63;
0.1014 341.25; 0.1217 345.94; 0.1420 348.75; 0.1623 349.69; 0.1826
350.63; 0.2029 351.56; 0.2435 359.25; 0.2841 365.63; 0.3246 369.38;
0.3652 373.13; 0.3855 375; 202.895 375];

plot(Curva_sat(:,1), Curva_sat(:,2));
loglog(Curva_sat(:,1),Curva_sat(:,2));
axis([0 100 0 1000]);
xlabel('Io (A)');
ylabel('V (V)');
title('Curva de Magnetización');

%De esta Curva de Saturación nos interesan dos cosas:
%1. Valor de la inversa de la pendiente de saturación
%2. Valor de la tensión eficaz cuando Io=10A

S_inv=1/((Curva_sat(n,2)-Curva_sat(n-4,2))/(Curva_sat(n,1)-
Curva_sat(n-4,1)))

V_s=0;
for i=2:n
    if Curva_sat(i,1)>=10 & Curva_sat(i-1,1)<=10
        V_s=(Curva_sat(i,2)+Curva_sat(i-1,2))/2;
    end
end
V_s

%Se cogen S_inv y V_s para meterlos en el programa CorrienteSalidaTI
```

Anexo III. CorrienteSalidaTl.m

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%PROGRAMA DE SIMULACIÓN DE LA CORRIENTE DE SALIDA DEL TI
w=2*pi*50;           %Omega con una frecuencia de 50Hz
Ts=1/12000;         %Time step

% DATOS DE ENTRADA
N=1500/5;           %Relación de transformación
S=21.62;            %Inverso de la pendiente de de la curva de saturación
Vs=375;             %Tensión eficaz con 10A de corriente de excitación en Voltios
Rd=1.8;             %Resistencia del devanado secundario en Ohmios
Rc=0.008;           %Resistencia de la carga en Ohmios
Xc=0;              %Reactancia de la carga en Ohmios
X_R=12.566;         %Constante de la línea: X/R
Offset=0.903;       %Offset por unidad de la corriente primaria;
Rem=0.5;            %Remanencia por unidad del núcleo magnético (basado en Vs)
Ip= 12953.995;      %Parte simétrica de la corriente primaria de
falta en V eficaces

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CÁLCULOS
Rt=Rd+Rc;           %Resistencia de carga total
Fp=cos (atan (Xc/Rt)); %Factor de potencia total de la carga
Zc=sqrt (Rt^2+Xc^2); %Impedancia total de la carga
Lc=Xc/w;            %Inductancia de la carga
Tl=X_R/w;           %Constante de tiempo del sistema
Flujo_pico=sqrt (2) *Vs/w; %Flujo magnético de pico correspondiente a Vs
ANGULO=0:pi/200:0+100*pi/200; %Vector de distintos ángulos desde 0
hasta 90 grados
SENO=(sin (ANGULO)) .^ (2*S);
RP=sqrt ((SENO (1) /2+sum (SENO) +SENO (101) /2) /100); %Relación entre el
valor eficaz y el de pico
A=10*w^S / ((Vs*sqrt (2)) ^S*RP); %Coeficiente instantáneo ie versus curva
de flujo
dt=Ts;              %Time step
```

```

%Cálculo de la corriente secundaria ideal is
Step=-200:1800;
t=Step*dt;
for i=1:2001
    if t(i)<0
        is(i)=0;
    else
        is(i)=sqrt(2)*Ip/N*(Offset*exp(-t(i)/Tl)-cos(w*t(i)-
acos(Offset)));
    end
end

%Cálculo de d(is)/dt
dis_dt=sqrt(2)*Ip/N*(-Offset/Tl*exp(-t/Tl)+w*sin(w*t-acos(Offset)));

%Cálculo del flujo magnético, corriente de excitación e incremento del
%flujo

for j=1:201
    Flujo_mag(j)=Flujo_pico*Rem+0.0001;
    ie(j)=A*sign(Flujo_mag(j))*(abs(Flujo_mag(j)))^S;
    Increm_flujo(j)=(Rt*is(j)+Lc*dis_dt(j)-
Rt*ie(j))/(1+Lc*S*A*(abs(Flujo_mag(j)))^(S-1))*dt;
end

for k=202:2001
    Flujo_mag(k)=Flujo_mag(k-1)+Increm_flujo(k-1);
    ie(k)=A*sign(Flujo_mag(k))*(abs(Flujo_mag(k)))^S;
    Increm_flujo(k)=(Rt*is(k)+Lc*dis_dt(k)-
Rt*ie(k))/(1+Lc*S*A*(abs(Flujo_mag(k)))^(S-1))*dt;
end

%Cálculo de la corriente real i2
i2=is-ie;

```

%%%

VALORES EFICACES

```
for h=1:200
```

```
    I1_sin(h)=0;
```

```
    I1_cos(h)=0;
```

```
    I2_sin(h)=0;
```

```
    I2_cos(h)=0;
```

```
    I1_mag(h)=0;
```

```
    I2_mag(h)=0;
```

```
end
```

```
for l=201:2001
```

```
    I1_sin(l)=is(l)*sin(w*t(l));
```

```
    I1_cos(l)=is(l)*cos(w*t(l));
```

```
    I2_sin(l)=i2(l)*sin(w*t(l));
```

```
    I2_cos(l)=i2(l)*cos(w*t(l));
```

```
    sum_sin1=0;
```

```
    sum_cos1=0;
```

```
    sum_sin2=0;
```

```
    sum_cos2=0;
```

```
for m=1:200
```

```
    sum_sin1=sum_sin1+I1_sin(m+l-201);
```

```
    sum_cos1=sum_cos1+I1_cos(m+l-201);
```

```
    sum_sin2=sum_sin2+I2_sin(m+l-201);
```

```
    sum_cos2=sum_cos2+I2_cos(m+l-201);
```

```
end
```

```
I1_ef(l)=1/(100*sqrt(2))*sqrt((sum_sin1)^2+(sum_cos1)^2);
```

```
if 1/(100*sqrt(2))*sqrt((sum_sin2)^2+(sum_cos2)^2)<0.001
```

```
    I2_ef(l)=0;
```

```
else
```

```
    I2_ef(l)=1/(100*sqrt(2))*sqrt((sum_sin2)^2+(sum_cos2)^2);
```

```
end
```

```
end
```



```

%Cálculo del tiempo en el que tarda en aparecer la saturación

t_sat=0;
romper=0;
error=abs(is-i2);
for p=201:441
    if error(p)>5 & romper==0
        t_sat=t(p);
        romper=1;
    end
end

if t_sat==0
    disp('El TI no satura');
else
    disp('El TI empieza a saturar en');
    t_sat
end

figure(1)
plot(t, is, t, i2,'k', 'linewidth', 3);
hold on
plot(t, I1_ef, ':', t, I2_ef, 'k:');
xlim([-0.015,0.15]);
title('Corriente en el secundario');
xlabel('tiempo (s)');
ylabel('Intensidad (A)');
legend('Corriente ideal', 'Corriente real', 'Valor eficaz ideal',
'Valor eficaz real');

```

Anexo IV. Protecciones.m

Anexo IV. I. DiferencialTrafoGeneralElectrics.m

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%PROTECCIONES
In=5;           %Corriente nominal en Amperios
N1=1000/5;     %Relación de los TI en el lado de alta
N2=2000/5;     %Relación de los TI en el lado de baja

% DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR GENERAL ELECTRICS

%Porcentaje Diferecial
pickup=0.5;
slope1=0.5;    %Pendiente 1 sobre 1
breakpoint1=2; %Primer breakpoint
slope2=1;     %Pendiente 2 sobre 1
breakpoint2=8; %Segundo breakpoint

Carac_PD=[0 pickup; breakpoint1 (slope1*breakpoint1+pickup);
breakpoint2 breakpoint2; 10 (breakpoint2+slope2*(10-breakpoint2))];

%Corrientes primarias
i_u1=3850*sqrt(2)/N1*cos(w*t+acos(Offset))/In;
i_v1=715.9*sqrt(2)/N1*cos(w*t+acos(Offset)+118.5*pi/180)/In;
i_w1=723.72*sqrt(2)/N1*cos(w*t+acos(Offset)-121.4*pi/180)/In;

%Corrientes secundarias
i_u2=7000*sqrt(2)/N2*cos(w*t+acos(Offset))/In;
i_v2=1278.6*sqrt(2)/N2*cos(w*t+acos(Offset)+112.5*pi/180)/In;
i_w2=1311.3*sqrt(2)/N2*cos(w*t+acos(Offset)-123.4*pi/180)/In;

Id1=abs(i_u1-i_u2);
Id2=abs(i_v1-i_v2);
Id3=abs(i_w1-i_w2);

for i=1:201
```

```

        Id(i)=0;
        Ir(i)=0;
end

for i=202:2001
    Id(i)=Id1(i)+Id2(i)+Id3(i);
    ir(i)=max(Id1(i), Id2(i));
    Ir(i)=max(ir(i), Id3(i));
end

figure(1)
plot(Ir, Id, 'o');
hold on
plot(Carac_PD(:,1), Carac_PD(:,2), 'r', 'linewidth', 3);
legend('Puntos de trabajo', 'Característica de operación');
xlim([0,10]);
ylim([0,10]);
title('Característica del Porcentaje Diferencial');
xlabel('Ir(pu)');
ylabel('Id(pu)');

figure(2)
plot(t, i_u1, t, i_v1, 'r', t, i_w1, 'k');
xlim([0,0.15]);
xlabel('tiempo(s)');
ylabel('Corrientes lado alta (pu)');
legend('Iu1', 'Iv1', 'Iw1');

figure(3)
plot(t, i_u2, t, i_v2, 'r', t, i_w2, 'k');
xlim([0,0.15]);
xlabel('tiempo(s)');
ylabel('Corrientes lado alta (pu)');
legend('Iu2', 'Iv2', 'Iw2');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Diferencial Instantánea
Idmin=8;           %Límite de corriente diferencial en pu

```

```

t_inst=0;
for i=202:2001
    if Id(i)>=Idmin & t_inst==0
        disp('La protección diferencial instantánea actúa ');
        t_inst=t(i);
    end
end

if t_inst==0
    disp('La protección diferencial instantánea no actúa ');
end

```

Anexo IV.II DiferencialLineaABB.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%
%PROTECCIONES

%DIFERENCIAL DE LINEA DE ABB
In=5;           %Corriente nominal del secundario del TI
Idif_min=4.5;   %Corriente diferencial minima para que actue la
                %protección

%Característica de operación
Idmin=0.3;
EndSection1=1;
EndSection2=3.5;
SlopeSection2=0.28;
SlopeSection3=0.9;

Carac_PDL=[0 Idmin; EndSection1 Idmin; EndSection2 ((EndSection2-
EndSection1)*SlopeSection2+Idmin); 6 (((EndSection2-
EndSection1)*SlopeSection2+Idmin)+SlopeSection3*(6-EndSection2))];

%Corrientes en la barra A
i_ua=i1/In;
i_va=1500/N*cos(w*t+120*pi/180)/In;
i_wa=1500/N*cos(w*t-120*pi/180)/In;

```

```

%Corrientes en la barra B
i_ub=i2/In;
i_vb=650/N*cos(w*t+145*pi/180)/In;
i_wb=650/N*cos(w*t-95*pi/180)/In;

%Corrientes en la barra C
i_uc=i3/In;
i_vc=951.42/N*cos(w*t+103.22*pi/180)/In;
i_wc=951.42/N*cos(w*t-136.78*pi/180)/In;

Id1=abs(i_ua-i_ub-i_uc);
Id2=abs(i_va-i_vb-i_vc);
Id3=abs(i_wa-i_wb-i_wc);

for i=1:201
    Id(i)=0;
    Ir(i)=0;
end

for i=202:2001
    Id(i)=Id1(i)+Id2(i)+Id3(i);
    ir(i)=max(Id1(i),Id2(i));
    Ir(i)=max(ir(i),Id3(i));
end

t_dif=0;
for i=202:2001
    Idif(i)=abs(i_a(i)-i_b(i)-i_c(i));
    if Idif(i)>=Idif_min & t_dif==0
        disp('La protección diferencial instantánea de línea actúa');
        t_dif=t(i);
    end
end

if t_dif==0
    disp('La protección diferencial instantánea de línea no actúa');
end

```

```

figure(1)
plot(Ir,Id, 'ro');
hold on
plot(Carac_PDL(:,1), Carac_PDL(:,2), 'linewidth', 3);
legend('Puntos de trabajo', ' Característica de operación');
xlim([0,6]);
ylim([0,6]);
xlabel('Ir(pu)');
ylabel('Id(pu)');

```

Anexo IV.III. DistanciaSEL.m

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%PROTECCIONES
j=sqrt(-1);

%Protección de distancia de SEL
Zl=3.096+j*33.312;           %Impedancia de la línea en Ohmios
L=120;                       %Longitud de la línea en km

Zlinea=abs(Zl);
Z1=0.8*Zlinea;
Z2=Zlinea;

%Corriente de falta
I2_ef=6e3+t*0;
Offset=30*pi/180;
I=[I2_ef, Offset];

If=I2_ef*cos(Offset)+j*I2_ef*sin(Offset);

%Medida de tensión
U2_ef=180e3;                 %Valor eficaz de la tensión
Ang=0;                       %Ángulo con respecto a la corriente en
grados

U=[U2_ef, Ang];
Uf=U2_ef*cos(Ang*pi/180)+j*U2_ef*sin(Ang*pi/180);

%CÁLCULOS
Zf=Uf./(If);
Zfalta=abs(Zf);

dist=0;
for i=501:2001
    if Zfalta(i)<Z1 & dist==0
        disp('La protección de distancia actúa instantáneamente. La
falta está en la Zona 1, a ');
        dist=L*Zfalta(i)/Zlinea
        disp('km');
    end
end

```

```
    if Zfalta(i)>Z1 & Zfalta(i)<Z2 & dist==0
    disp('La protección de distancia actúa en 20 ms. La falta está en
la Zona 2, a ');
    dist=L*Zfalta(i)/Zlinea
    disp('km');
    end
end
```

