

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROTECCIONES DEL TURBOGENERADOR DE 23 MW
DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN DE AGRO
INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN JOSE LUNA ZUÑIGA

**PROMOCIÓN
1979 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**PROTECCIONES DEL TURBOGENERADOR DE 23 MW DEL SISTEMA DE
COGENERACIÓN DE AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S. A.**

Dedicado al recuerdo infinito de mis padres, al cariño inmenso de mis hermanos y hermanas, al amor entrañable de mi hijo y de mis hijas, a mis nietas Daniela y Alejandra y a la persona que ha cambiado su juventud y emociones por apoyarme incondicionalmente en este trabajo y otras inquietudes de mi vida.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia consiste en la determinación de las protecciones para el sistema de cogeneración de la empresa Agro Industrial Paramonga S.A.A. (que en adelante será mencionada por sus siglas: AIPSA), aportando potencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN.

A partir de la descripción del sistema de cogeneración, el diagrama unifilar y la determinación de las corrientes de falla, se plantea el equipamiento mínimo necesario para establecer los requerimientos de protección contra fallas internas en la instalación, requerimientos de protección por funcionamiento anormal del sistema y requerimientos de protección por estado inapropiado de los equipos.

Utilizando los resultados de las corrientes de falla, se proponen los umbrales y límites que sirvan de base para la actuación de los relés de protección.

Se ha estudiado la configuración del circuito de interconexión para determinar las condiciones más desfavorables de falla vistas desde la barra de generación del turbogenerador de AIPSA, considerando los valores mínimo y máximo de corrientes de falla que puedan alimentar los cortocircuitos, de tal modo que el sistema de protección permita detectarlas, aún con las mínimas corrientes de cortocircuito (sensibilidad de la protección) que servirá para lograr la selectividad suficiente de las protecciones de respaldo.

CONTENIDO

	PROLOGO	
CAPITULO I	DESCRIPCION DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	
1.1.	Componentes del sistema de cogeneración	3
1.2.	Descripción del proceso de cogeneración	3
1.3.	Diagrama unifilar de la instalación	4
1.4.	Zonas de protección	4
CAPITULO II	COMPONENTES DE PROTECCION PARA MEDIANAS CENTRALES	
2.1.	Relés de protección	6
2.1.1.	Características funcionales	6
2.1.2.	Características requeridas para los sistemas de protección	7
2.2.	Interruptores de potencia	7
2.2.1.	Características funcionales	8
2.2.2.	Características requeridas para los sistemas de protección	8
2.3.	Transformadores de tensión	8
2.3.1.	Características funcionales	8
2.3.2.	Características requeridas para los sistemas de protección	9
2.4.	Transformadores de corriente	9
2.4.1.	Características funcionales	9
2.4.2.	Características requeridas para los sistemas de protección	9
CAPITULO III	CÁLCULO DE FALLAS	
3.1.	Consideraciones para el cálculo de fallas	10
3.2.	Falla en barras del generador	12
3.2.1.	Corriente de cortocircuito tripolar	12
3.2.2.	Corriente de cortocircuito unipolar	16
3.3.	Falla en barras de 13,8 kV SEPAEX	17
3.3.1.	Cortocircuito tripolar	18
3.3.2.	Corriente de cortocircuito unipolar	19
3.4.	Falla en barras de AIPSA	20
3.4.1.	Cortocircuito tripolar en barras de 4,16 kV	20

3.4.2.	Cortocircuito tripolar en barras de 13,8 kV	21
CAPITULO IV	PROYECCION DE LAS PROTECCIONES	
4.1.	Criterios generales de ajuste de la protección	22
4.2.	Protecciones del generador	24
4.2.1.	Protección por sobre corriente	24
4.2.2.	Protección diferencial	26
4.2.3.	Pérdida de excitación del generador	28
4.2.4.	Sobre corriente con restricción de voltaje	28
4.2.5.	Protección por carga no balanceada	29
4.2.6.	Protección contra potencia inversa	29
	CONCLUSIONES	
	REFERENCIAS BIOBLOGRÁFICAS	
	ANEXOS	

PRÓLOGO

Agro Industrial Paramonga (AIPSA) es una empresa que produce azúcar a partir de caña. Está situada sobre un predio de 12,000 hectáreas en la costa a 200 km. al norte de Lima; eléctricamente es dependiente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

A partir de Noviembre de 2006, AIPSA reemplazó las calderas de vapor con las que venía operando, por otra caldera con diseño de alta eficiencia. El combustible utilizado para las operaciones energéticas de AIPSA es el bagazo, subproducto de la caña de azúcar.

Con la nueva caldera, se generó un excedente entre la producción de bagazo y el consumo de éste para generar vapor. Se consideraron dos alternativas de utilización de este excedente: como materia prima para la producción de papel y maderas prensadas ó como combustible para generar energía térmica (vapor) necesario en los procesos de fabricación de azúcar.

Actualmente, AIPSA compra su energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en calidad de cliente libre. La opción de contar con un turbogenerador brinda a la empresa la ventaja de ser autónomo energéticamente y permite la posibilidad de cogenerar utilizando los excedentes de bagazo en la producción de energía eléctrica.

Para el efecto, se decidió por la compra de un turbogenerador tipo extracción-condensación con capacidad de generación de 28.8 MVA a 13,8 kV. Esto permitirá cubrir la demanda interna de electricidad y vapor, ofreciendo los excedentes de energía eléctrica al mercado nacional.

La operación del turbogenerador y su natural conexión con el SEIN conllevan una serie de coordinaciones y cálculos, tales como el estudio de flujo de potencia, análisis de fallas, diseño y coordinación de la protección eléctrica, estudio de la operatividad de la conexión del grupo al sistema, etc.

El objetivo de la presente monografía es determinar las protecciones eléctricas necesarias y suficientes que deben implementarse para el turbogenerador y para la celda de conexión, de tal forma de interconectar este grupo al SEIN bajo la modalidad de cogeneración.

Se han seguido las prescripciones del COES para la determinación del equipamiento necesario en centrales de mediana capacidad; similarmente se tomarán en cuenta los

criterios de ajuste y coordinación de tal forma que el estudio sea una base para la determinación de parámetros de los relés y las protecciones cumplan con aislar los puntos de falla sin afectar las interconexiones con el SEIN.

Tratándose de una unidad en la modalidad de cogeneración, se ha prestado especial atención a la posibilidad de fallas en cargas propias de AIPSA, de tal forma de no perturbar ni interrumpir la entrega de potencia por fallas internas.

No es objetivo de este trabajo la investigación profunda de los diferentes tipos de cortocircuitos en las redes. Se ha hecho un cálculo sencillo del circuito equivalente del sistema visto desde las barras de 138 kV de la SE Paramonga Existente de acuerdo a datos de cortocircuito alcanzados por la Empresa Generadora Cahua, a cuya sub estación de transmisión se interconectará el generador de AIPSA.

Tampoco es nuestro objetivo tratar las protecciones mecánicas de la máquina prima, lo cuál ha sido exhaustivamente considerado por el fabricante del turbogenerador.

Los resultados de este estudio mostrarán el equipamiento para la protección del generador y celda de interconexión; la determinación de umbrales de ajuste y tiempos de operación de los relés, considerando las protecciones principales, como para las protecciones secundarias y de respaldo. No se consideran los componentes accesorios, tales como enlaces de comunicación entre relés, fuentes de alimentación de los circuitos de protección, cableado de control, etc

En el capítulo I, se describirá los componentes del sistema de cogeneración, incluyendo una breve explicación del proceso de generación térmica a partir de bagazo, el equipamiento y la configuración del circuito de interconexión.

El capítulo II explica los componentes necesarios para la operación de centrales de mediana capacidad y su aplicación en nuestro caso.

En el capítulo III se analiza los efectos de las posibles fallas, tanto en su magnitud como en su ubicación, para proponer los parámetros de ajuste, a fin de implementar el sistema de protección y así operar el sistema de cogeneración con la confiabilidad esperada.

CAPITULO I DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

1.1. Componentes del sistema de cogeneración

El sistema de cogeneración, básicamente está conformado por los siguientes equipos:

- Una caldera acuotubular de 120 T/hora, generando vapor a 42 bar y 420 °C.
- Una turbina a extracción-condensación de 23 MW, con un máximo de extracción de 41 T/hora a 1.7 bar, 140°C; flujo de vapor de mínima condensación de 2 T/hora y máxima de 50 T/hora.
- Un generador síncrono de 4 polos, 28.04 MVA; 13,8 kV, 1800 rpm.
- Una celda de interconexión con el SEIN
- Una sub-estación para las cargas eléctricas propias, que denominaremos como sub estación principal

1.2. Descripción del proceso de cogeneración

La fábrica de azúcar procesa 4,000 toneladas de caña por día con un promedio de molienda aproximado de 180 toneladas de caña por hora. Desde que el contenido de bagazo alcanza a 29 % del peso de caña, la producción de bagazo es alrededor de 59.2 toneladas de bagazo por hora. En la caldera la relación vapor/combustible llega a 2.3 kilos de vapor por kilo de bagazo

Las necesidades de vapor de proceso para la fábrica de azúcar en promedio alcanzan las 40 Toneladas por hora y las necesidades de energía eléctrica llegan a los 6,9 MW como demanda promedio. La caldera entrega a la turbina hasta 120 T/hora de vapor sobrecalentado a 42 bares, expandiéndose dentro de ésta hasta alcanzar la presión de la primera extracción. Con el flujo vapor de esta primera extracción, la fábrica cubre sus necesidades térmicas para el proceso; el resto de vapor se sigue expandiendo dentro de la turbina hasta llegar a condiciones de saturación y condensación. A estas dos etapas de expansión del vapor dentro de la turbina se le conoce como cogeneración, porque el flujo de vapor de la primera etapa sirve para el doble propósito de generar energía eléctrica en la primera caída de entalpía (desde vapor sobrecalentado hasta primera extracción) y también sirve para el aprovechamiento térmico del vapor en los procesos de fabricación de azúcar.

En la segunda etapa, el resto de vapor que no salió en la primera extracción transfiere todo el salto entálpico (desde vapor sobrecalentado hasta vapor saturado) para generar energía eléctrica adicional.

La capacidad de entrega de potencia de la turbina está definida por la relación extracción-condensación.

El generador entregará energía eléctrica para la fábrica de azúcar a través de una subestación de 13,8/4,16 kV y el excedente lo inyectará al sistema nacional a través de una celda situada en la Sub Estación Paramonga Existente (SEPAEX) a nivel de 13,8 kV.

1.3. Diagrama unifilar de la instalación

En la figura 1.1 se muestra el diagrama unifilar simplificado de la instalación. Este diagrama nos servirá de base para analizar las alternativas de configuración y así analizar todas las posibilidades de conexiones del sistema eléctrico, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias de la red como son: anillos, líneas paralelas, etc.

Obsérvese que la línea L1 es la conexión directa entre SEPAEX y la SE de la fábrica de azúcar. Esta línea en consecuencia es capaz de transmitir todos los 28 MVA que produce el generador. Las líneas L2 y L3 son para garantizar el suministro a las operaciones productivas de la fábrica de azúcar, su utilización puede ser en forma independiente y también en paralelo cerrando un anillo.

En las etapas de mantenimiento del generador o durante las eventuales interrupciones por fallas, a través de ellas se puede recibir el suministro desde el SEIN, cubriendo las indicadas contingencias.

1.4. Zonas de protección

Para los efectos del presente trabajo monográfico, se está considerando como zonas de protección, el interruptor del generador y el interruptor de la celda de interconexión. En este caso, ante la posibilidad de fallas en uno u otro lado del interruptor de interconexión con el SEIN, se discutirá la protección direccional específica a fin de no afectar la operación del turbogenerador cuando ocurran fallas externas al sistema de generación de AIPSA.

CAPITULO II COMPONENTES DE PROTECCION PARA MEDIANAS CENTRALES

Los principales componentes de un sistema de protección para centrales de mediana potencia, queda constituido por el conjunto de las protecciones de las distintas zonas de protección. En nuestro caso, según las zonas definidas en el Capítulo I, se puede distinguir los siguientes componentes:

- Relés de Protección
- Interruptores de Potencia
- Transformadores de Tensión
- Transformadores de Corriente

2.1. Relés de protección

Los relés de protección tienen por finalidad medir una señal o más señales de entrada de tensión y/o de corriente, provenientes del sistema eléctrico de protección (SEP), con la finalidad de determinar si existe una condición de falla en el sistema, de manera de activar una o más señales de salida.

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas. El relé así definido es un elemento basado en un microprocesador, cuyo diseño debe poseer una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales, de manera de evitar restricciones a su integración con otros relés o sistemas de otros fabricantes.

2.1.1. Características funcionales

Para cumplir con su propósito, los relés de protección deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Efectuar un permanente autodiagnóstico de su estado con bloqueo automático de su actuación en caso de defecto y señalización local y remota de la falla.
- Disponer de redundancias en su diseño de manera que la falla de un elemento o la pérdida de un componente no ocasione una degradación en su desempeño final.

- Tener la capacidad de admitir dos juegos de ajuste como mínimo, de manera de poder efectuar una protección con capacidad de adaptación a más de una condición de operación del sistema eléctrico.
- Almacenar información de las señales de entrada para las condiciones de pre-falla, falla y post-falla, así como de las señales de salida.
- Tener capacidad de aislamiento apropiada a su utilización

2.1.2. Características requeridas para los sistemas de protección

Cada relé de protección será un dispositivo discreto multifunción. Un dispositivo solamente podrá ser aplicado, como protección principal (primaria o secundaria), a una zona de protección. La protección de respaldo de una zona será un dispositivo separado de la protección principal. Las funciones de protección incorporadas a cada relé de protección serán las apropiadas a cada zona a ser protegida, según la buena práctica establecida.

Los relés de protección deben ser capaces de operar recibiendo y/o entregando señales digitales, haciendo una lógica de decisión con ellas, de manera de optimizar su funcionamiento. Los relés de protección tendrán un tiempo total de actuación menor de dos ciclos (33 ms) hasta el envío de las señales de disparo a los interruptores. Los relés de protección deben poseer contactos de salida con la suficiente capacidad para operar los circuitos de disparo de los interruptores asociados, de manera que no sean necesarios relés auxiliares que son causa de retardo de tiempo y una posibilidad de falla.

Los relés de protección deben poseer suficiente cantidad de contactos de salida para operar las bobinas de apertura de los tres polos del interruptor, o los dos interruptores si fuese el caso, de manera que no se requiera relés auxiliares.

Los relés de protección deben poseer facilidades de comunicación local y remota con capacidad de acceso a todos sus datos, magnitudes de entrada, ajustes y registros de eventos. Una salida RS232 es necesaria para acceso a PC.

Los relés deben poseer facilidades de comunicación dedicadas para un Sistema de Supervisión y Control (SCADA).

2.2. Interruptores de potencia

Los interruptores tienen por finalidad cerrar los circuitos estableciendo la correspondiente corriente, conducir todas las posibles corrientes que puedan circular por dicho circuito (de carga o de falla) e interrumpir las mismas.

2.2.1. Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, los interruptores deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal del sistema a cualquier factor de potencia.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas en vacío sin reencendido de arco.
- Cerrar e interrumpir las corrientes de maniobra de los bancos de capacitores.
- Cerrar e interrumpir pequeñas corrientes inductivas sin provocar sobre tensiones inadmisibles en el sistema eléctrico.
- Cerrar e interrumpir las corrientes que se produzcan sobre una falla trifásica en sus terminales.
- Cerrar e interrumpir las corrientes en oposición de fases.

2.2.2. Características requeridas para los sistemas de protección

En general, los interruptores que sean aplicados a las líneas de transmisión, transformadores y capacitores en media tensión deberán permitir la operación en modo tripolar.

Por confiabilidad, todos los interruptores estarán dotados de dos bobinas de apertura en cada mecanismo de mando; en consecuencia, si el interruptor es de operación unipolar se tendrá dos bobinas en cada polo, con circuitos de control independientes.

2.3. Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de tensión igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano.

Para aplicación de media tensión se podrá usar transformadores de tensión del tipo inductivos;

2.3.1. Características Funcionales

Para cumplir con su propósito, los transformadores de tensión deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Entregar la onda de tensión reducida con una precisión que no será menor del 3% en ninguna circunstancia, aún cuando se tenga sobre tensiones.
- Entregar una onda de tensión que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Deberán tener una adecuada respuesta frente a transitorios, de manera de no distorsionar la onda de tensión que se entrega a los relés de protección.

- No deberán ocasionar fenómenos de ferro resonancia por oscilaciones de baja frecuencia en el sistema.

2.3.2. Características requeridas para los sistemas de protección

Los transformadores de tensión tendrán dos secundarios para ser utilizados por los circuitos de protección: uno para la protección primaria y el otro para la protección secundaria. La clase de precisión mínima debe ser del 3% para 1.5 veces la tensión nominal

2.4. Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de corriente igual a la que está fluyendo por el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción pre fijada

2.4.1. Características funcionales

Para cumplir con su propósito, los transformadores de corriente deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Entregar la onda de corriente con una precisión que no será menor del 5%, aún cuando se tenga elevadas corrientes como las que fluyen durante un cortocircuito.
- Entregar una onda de corriente que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
- No deben saturarse por causa de las elevadas corrientes del cortocircuito.

2.4.2. Características requeridas para los sistemas de protección

Los transformadores de corriente tendrán dos secundarios para ser utilizados por los circuitos de protección: uno para la protección primaria y el otro para la protección secundaria. La clase de precisión mínima debe ser del 5% para 20 veces la corriente nominal. Los transformadores de corriente serán dimensionados según los niveles de cortocircuito de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2.4.2 Corriente nominal de los transformadores de corriente

Corriente de Cortocircuito del Sistema de Potencia [kA]	Corriente Nominal mínima del Transformador de Corriente [A]
40	1600 - 2000
31,5	1250 - 1600
25	1000 - 1250
16	600 - 800

CAPITULO III CÁLCULO DE FALLAS

En este capítulo determinaremos los valores de las corrientes de los diferentes tipos de falla a los que están expuestos los generadores y las subestaciones de potencia. Conocidos estos valores, se podrá especificar el ajuste y la coordinación de la protección

3.1. Consideraciones para el cálculo de fallas

Se considera red ajena la parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional que llega hasta la Subestación de potencia Paramonga Existente (SEPAEX) de propiedad de la empresa generadora CAHUA. De esta red ajena se conoce que la corriente de cortocircuito trifásica en la barra de 138 kV alcanza los 2008.1 A. Similarmente la corriente de cortocircuito unipolar llega a 2418.8. La TABLA 3.1.1, se ha confeccionado con la data de los componentes existentes y los componentes proyectados para el servicio del sistema de cogeneración. Ver anexo A.1

A pesar que las distancias que existen entre los componentes del sistema que estamos considerando son pequeñas, estamos incluyendo las resistencias óhmicas de los cables subterráneos. Despreciar estos pequeños valores podría resultar en impedancias demasiado bajas que afecten el cálculo, obteniéndose valores excesivos del impulso de la corriente de cortocircuito; la omisión de la resistencia óhmica, tendría como consecuencia en estos casos, la necesidad de prever aparatos con una resistencia dinámica mayor que la realmente requerida, imposibilitando la utilización de interruptores, seccionadores, etc que de otra forma serían adecuados. De otro lado, cuando se tenga que determinar la participación de cada sub estación de potencia en la corriente de cortocircuito, y la potencia de falla que aporta, estas resistencias pueden hacer variar considerablemente los valores resultantes.

Cuando la tensión es mayor a 1 kV, generalmente puede ser despreciada la impedancia de las barras colectoras en las instalaciones de maniobra, en comparación con la impedancia de los generadores, transformadores, líneas de transmisión, etc.

Por último, para simplificar el análisis se considera fallas en barras del generador, en barras de 13,8 kV de SEPAEX y en las barras de 13,8 kV de la sub estación de

servicio a la fábrica de azúcar. Las fallas por potencia inversa, se tratarán de acuerdo a lo prescrito por el COES.

Tabla 3.1.1 Impedancias por unidad

Datos de la red	Impedancias relativas	Impedancias por unidad
Sistema SEIN:	Eth = 138 kV Z _{eq} = 0.229 p.u.	Z _{1n} = Z _{2n} = PB/Sk Z _{1n} = Z _{2n} = 0.229 p.u. (0.023 + j0.229)p.u.
Generador	P _N [MVA] = 28.8 U _n [kV] = 13.8 x'' _d = 19.8 % r _a = 0.013[Ω/fase] 0.683 %	(0.024+j0.688)p.u. 0.688 p.u. 0.024 p.u.
Transformador 1	P _N [MVA] = 27.5 U _{nP} [kV] = 138 U _{nS} [kV] = 13.8 V _{cc} = 9.70%	0.353 p.u.
Transformador 2	P _N [MVA] = 27.5 U _{nP} [kV] = 138 U _{nS} [kV] = 13.8 V _{cc} = 9.70%	0.353 p.u.
Transformador 3	P _N [MVA] = 6.25 U _{nP} [kV] = 13.8 U _{nS} [kV] = 4.16 V _{cc} = 8.11%	1.298 p.u.
Línea 1 3 x 1 x 300 mm ²	Longitud [km] 0.4 R=0.08 [Ω/km] 0.016803 X=0.1139 [Ω/km] 0.023924	0.009 p.u. 0.013 p.u.
Línea 2 2 x 3 x 1 x 70 mm ²	Longitud [km] 0.347 R=0.342 [Ω/km] 0.031158 X=0.1139 [Ω/km] 0.023669	0.008 p.u. 0.006 p.u.
Línea 3 3 x 1 x 300 mm ²	Longitud [km] 0.185 R=0.039 [Ω/km] 0.003789 X=0.1054 [Ω/km] 0.010239	0.002 p.u. 0.005 p.u.

3.2. Falla en barras del generador

Esta hipótesis nos permitirá conocer la falla máxima de cortocircuito que afectará la instalación en la celda que controla la entrega de potencia del generador. Se compararán los valores resultantes entre las fallas tripulares y las fallas asimétricas unipolares. Se evalúa la participación del sistema externo a fin de acondicionar las protecciones de respaldo de acuerdo a los valores resultantes.

3.2.1. Corriente de cortocircuito tripolar

En la figura 3.2.1.a, se puede apreciar un diagrama simplificado del sistema de cogeneración. La capacidad de cortocircuito y la impedancia equivalente de la red del SEIN ha sido determinada a partir de la corriente de falla tripolar.

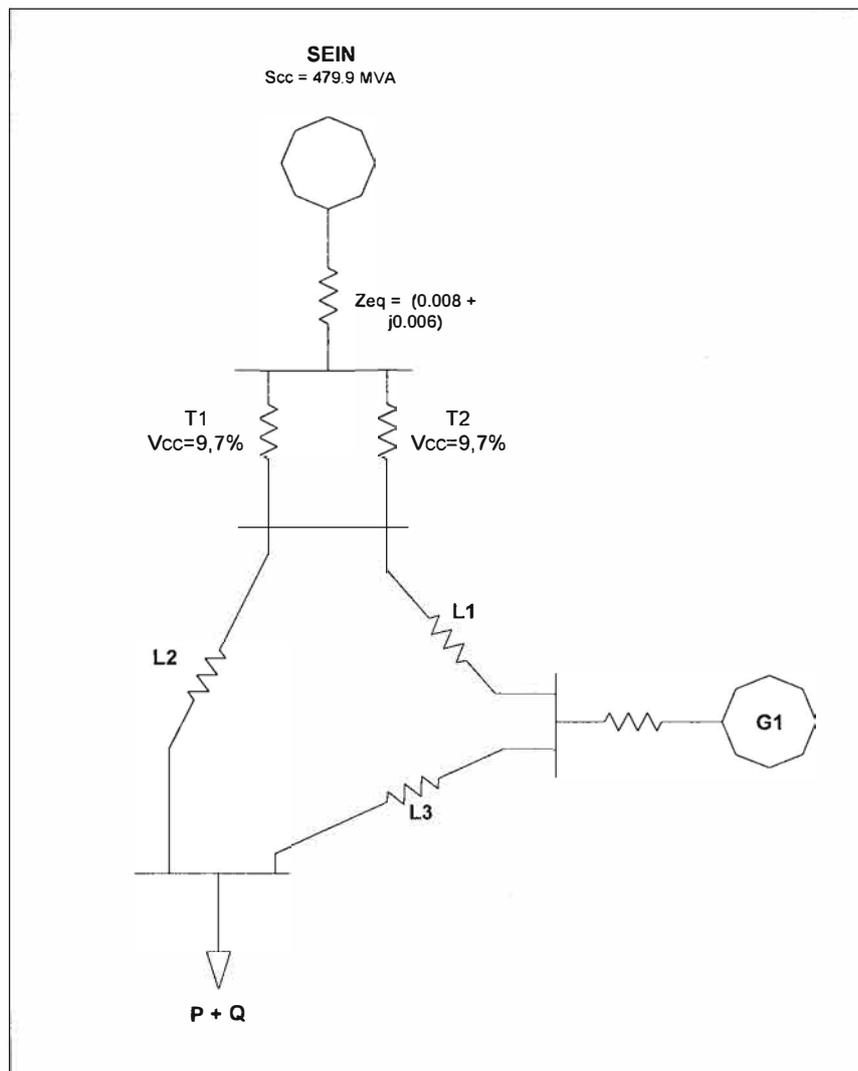


Fig. 3.2.1.a Diagrama unifilar del sistema de cogeneración

Se ha aplicado transformaciones para adecuar la malla a los cálculos sustituyendo el circuito en triángulo por un circuito estrella equivalente. En la figura 3.2.1.b se muestra las fórmulas para el efecto y en la figura 3.2.1.c, el resultado de tales transformaciones

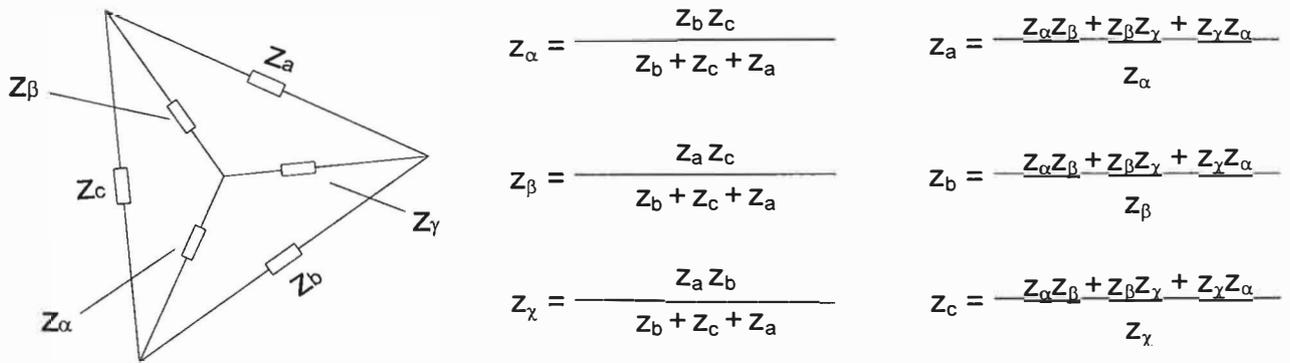


Figura 3.2.1.b Cuadro de fórmulas para transformaciones estrella-triángulo

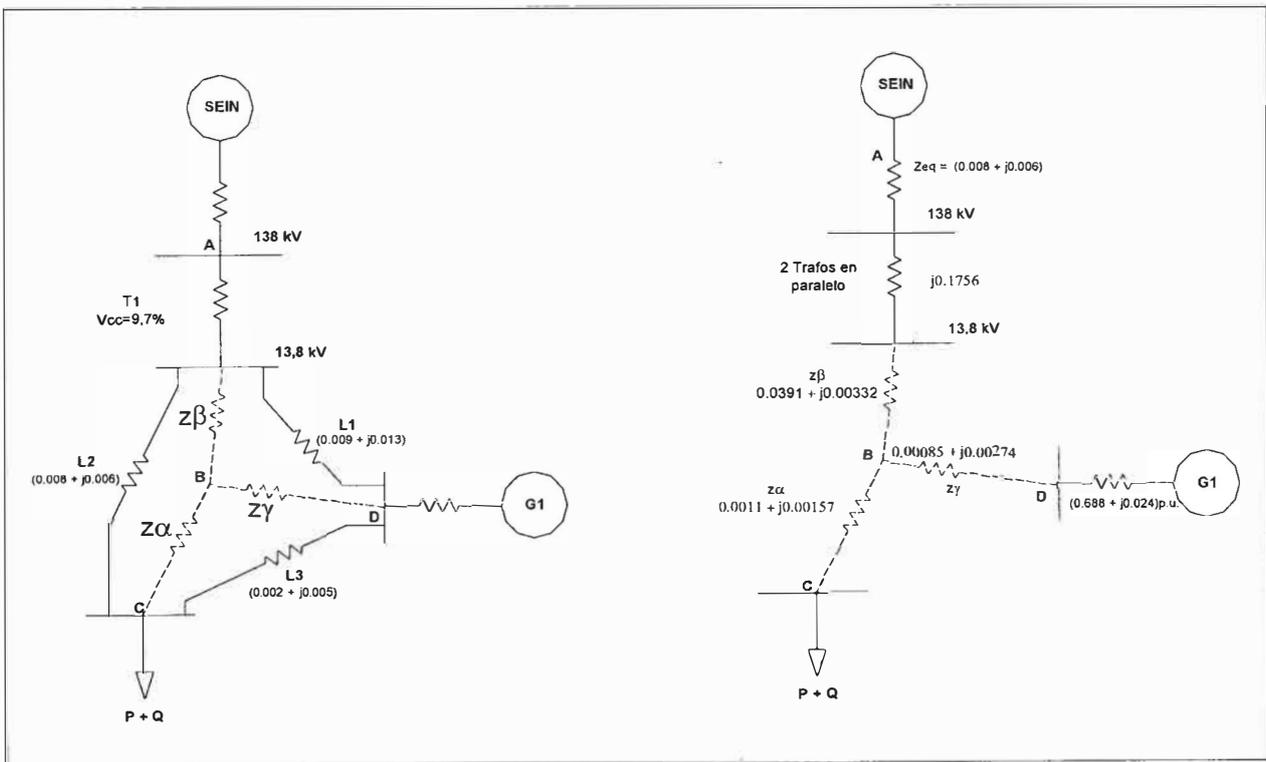


Figura 3.2.1.c Malla transformada para el cálculo de la corriente tripolar en el punto D

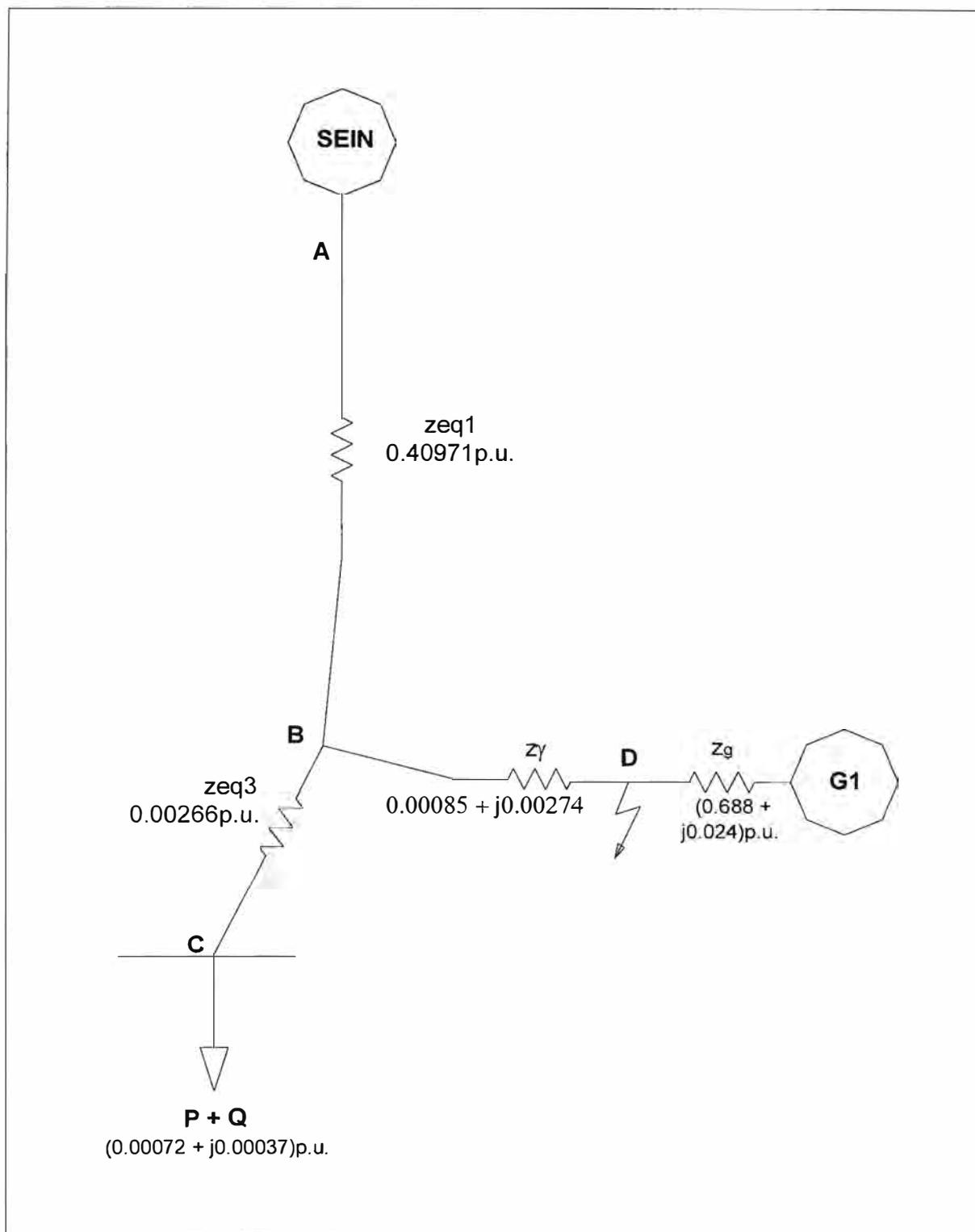


Fig. 3.2.1.d Simplificación de la malla para el cálculo del cortocircuito tripolar

Para la determinación del cortocircuito tripolar en el punto D, se agrupan y conectan en serie las impedancias individuales de la porción AB. La malla más simplificada aparece en la figura 3.2.1.d

Se conectan las impedancias de los ramales A y D , hasta el punto de derivación B:

$$z_{AB} = (0.02691 + j0.40882)_{p.u.} = j0.40971_{p.u.} \angle 1.5$$

$$z_{BD} = (0.00085 + j 0.00274)_{p.u.} = 0.00286 \angle 1.5$$

La impedancia combinada de estos dos tramos resulta:

$$z_{AD} = (0.02776 + j 0.41168)_{p.u.} = 0.413 \angle 1.5$$

Ahora conectamos z_{AD} y z_G en paralelo para obtener la impedancia del punto de falla D:

$$z_D = \frac{(0.41 \angle 1.5) \times (0.688 \angle 53)}{(0.0278 + j0.41168) + (0.024 + j0.668)}$$

$$z_D = 0.258018317 \angle 1.52 \text{ p.u.}$$

Cortocircuito tripolar en D

La potencia de cortocircuito en barras del generador es:

$$\begin{aligned} S''_{k(D)} &= (P_B/z_D) \times (E'/U) & [3.2.1.a] \\ &= (100/0.258) \times 1.1 \\ &= 426.3 \text{ MVA} \end{aligned}$$

y la corriente subtransitoria de cortocircuito en barras del generador:

$$I''_{k3(D)} = 17.8 \text{ kA}$$

La corriente con que el sistema externo alimenta el cortocircuito será:

$$I''_{k3(S)} = I''_{k(D)} \cdot \frac{z_G}{z_{AD} + z_G} \quad [3.2.1.b]$$

$$I''_{k3(S)} = 17.8 \times \frac{0.68842}{1.0035}$$

$$I''_{k3(S)} = 11.1 \text{ kA}$$

De igual forma, la corriente con que el generador de AIPSA alimenta el cortocircuito:

$$I''_{k3(G)} = I''_{k(D)} \cdot \frac{z_{AD}}{z_{AD} + z_G} \quad [3.2.1.c]$$

$$I''_{k3(S)} = 6.7 \text{ kA}$$

3.2.2. Corriente de cortocircuito unipolar

En la figura 3.2.1, se puede apreciar la disposición de las impedancias para el caso de circuito unipolar. La impedancia equivalente de secuencia homopolar de la red ajena se ha calculado a partir del dato de la corriente de cortocircuito unipolar en barras de 138 kV que alcanza el valor de 2418.8 A.

Conociendo que:

$$|z_1 + z_2 + z_0| = \frac{3 \cdot P_B E'}{S''_{k(1)} U} \quad [3.2.2.a]$$

Siendo

$$S''_{k(1)} = \sqrt{3} \cdot I''_{k(1)} \cdot U_N \quad [3.2.2.b]$$

$$|z_1 + z_2 + z_0| = \frac{\sqrt{3} \cdot P_B E'}{I''_{k(1)} U} \quad [3.2.2.c]$$

Como $z_1 = z_2$, entonces

$$|2 \cdot z_1 + z_0| = 0.5188975$$

$$|2 \cdot z_1 + z_0| = |2 \times 0.22442 + z_0| = 0.5188975$$

Luego, la impedancia homopolar de la red ajena resulta, $z_0 = 0.2803 \text{ p.u. } \angle 1.5$

En la figura 3.2.2 de la página siguiente, aparece la disposición de las impedancias de secuencia directa, secuencia negativa y secuencia homopolar para el caso del probable cortocircuito unipolar.

La impedancia total del sistema directo se obtiene mediante la conexión en paralelo de la impedancia z_{AD} ya determinada para el cortocircuito tripolar con la impedancia del generador z_G . Su valor es:

$$z_1 = 0.25802$$

La impedancia inversa tiene igual valor, es decir,

$$z_2 = 0.25802 = (0.0131 + j0.2577) \text{ p.u.}$$

Para determinar la impedancia total del sistema homopolar, se sumarán nuevamente las impedancias individuales de los ramales AD y se combinará en paralelo con la impedancia homopolar del generador. Se obtiene:

$$\begin{aligned} Z_{0(AD)} &= (0.028 + j0.279) + (0.005 + j0.051) + (0.004 + j0.04) + j0.00286 \\ &= (0.074 + j0.33686) \\ &= 0.3448 \text{ p.u. } \angle 1.35 \end{aligned}$$

$$Z_{0(G)} = (0.0364 + j0.36458) \text{ es la impedancia homopolar del generador}$$

Luego la impedancia del punto de falla será:

$$Z_{0(D)} = 0.3448 \times 0.3646 / [(0.074 + 0.0364) + j(0.3368 + 0.3645)]$$

$$Z_{0(D)} = 0.1771$$

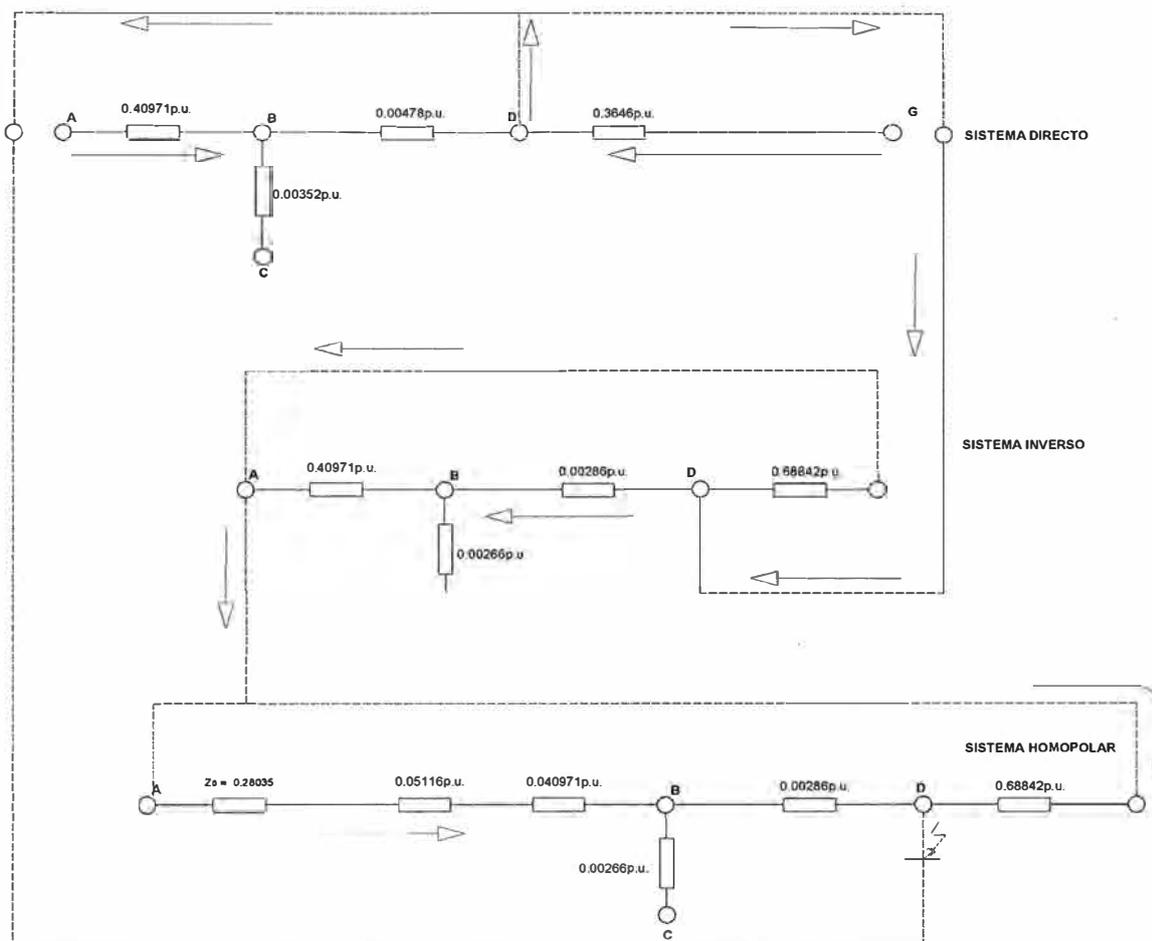


Figura 3.2.2 Disposición de las impedancias para el cortocircito unipolar

$$S''_{k(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot P_B \cdot E'}{|z_1 + z_2 + z_0| \cdot U} \quad [3.2.2.d]$$

$$S''_{k(1)} = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 1.1}{0.7962}$$

De donde la potencia de cortocircito unipolar resulta $S''_{k(1)} = 239.3 \text{ MVA}$

Y la corriente de falla unipolar en barras del generador será:

$$I''_{k(1)} = \frac{239.3}{\sqrt{3} \times 13.8}$$

$$I''_{k(1)} = 10.01 \text{ kA}$$

3.3. Falla en barras de 13,8 kV SEPAEX

Tanto en el cálculo del cortocircito tripolar como en el caso del cortocircito unipolar, se procederá en forma similar a lo ya mostrado en los resultados precedentes.

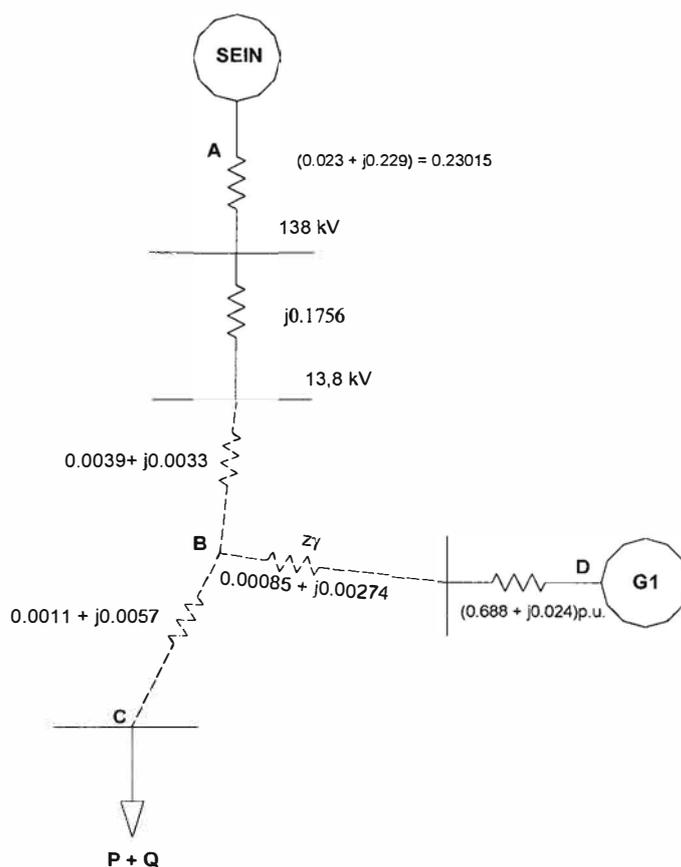


Fig. 3.3.1 Diagrama de impedancias para calcular las fallas en barras de 13,8 kV SEPAEX

3.3.1. Cortocircuito tripolar

El punto de falla considerado es la barra de 13,8 kV. Las impedancias que se van a poner en paralelo son el tramo desde el generador y el tramo que representa el circuito equivalente de la red ajena ambos hasta la barra de 13,8.

El tramo desde el generador AIPSA, resulta:

$$z_D = (0.024 + j0.688) + (0.00085 + j0.00274) + (0.00391 + j0.00332) = 0.695 \angle 1.52$$

El tramo propio del sistema, donde intervienen las dos impedancias de los transformadores de 27,5 MVA operando en paralelo resulta:

$$Z_A = (0.024 + j0.229) + (0.0 + j0.176) = 0.4057 \angle 1.5$$

Obteniendo: $Z_{1(13,8)} = 0.256 \text{ p.u.}$

La potencia de cortocircuito se eleva a 429.5 MVA y la corriente simétrica de cortocircuito trifásico llega a 18.0 kA en las barras a 13,8 kV de SEPAEX

Similarmente, la contribución del generador alcanza los 6.7 kA y la contribución del sistema externo alimenta el defecto con 11.7 kA.

3.3.2. Corriente de cortocircuito unipolar

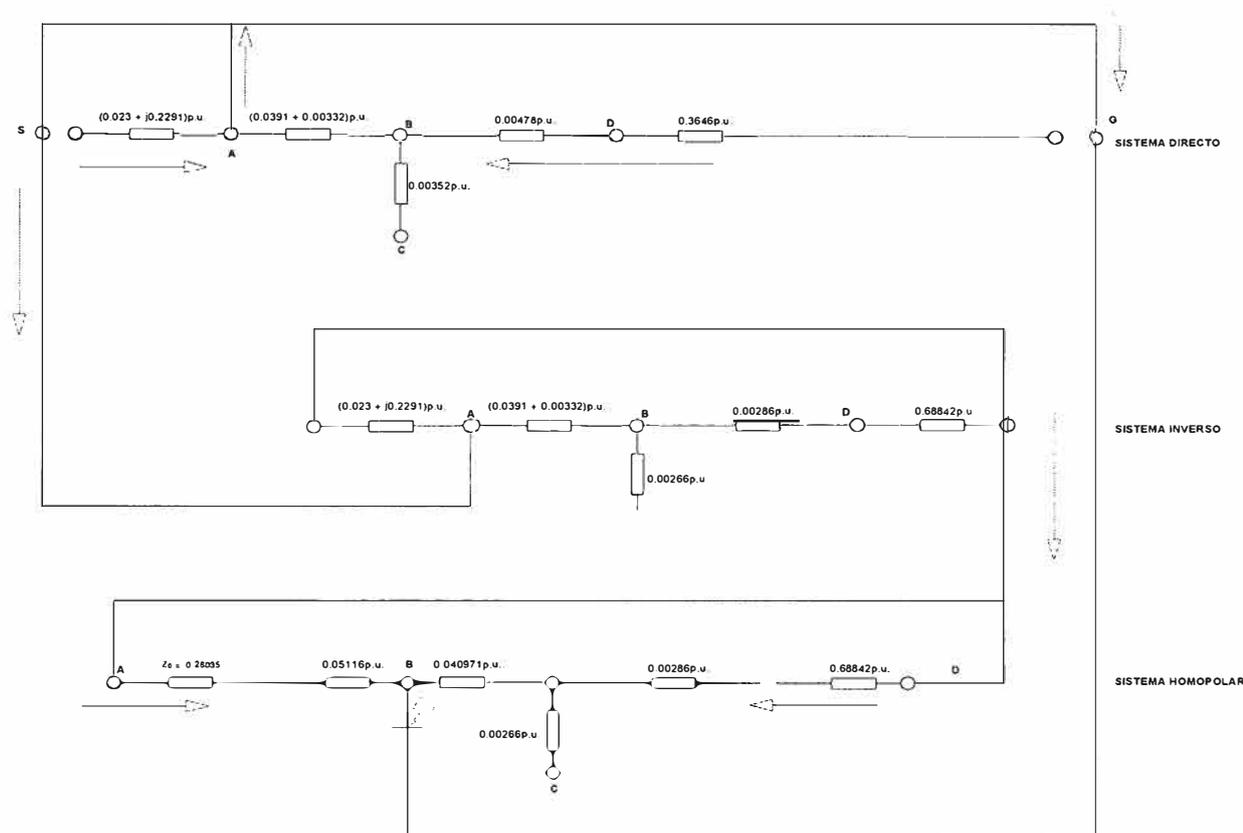


Fig. 3.3.2 Cálculo de la falla unipolar en Barras de 13,8 kV SEPAEX

De acuerdo a los resultados del cálculo anterior, la suma de las impedancias de secuencia directa e inversa es:

$$Z_1 + Z_2 = 2 \times 0.256 = 0.512 \text{ p.u.}$$

De acuerdo al diagrama de impedancias de secuencia cero:

$$Z_{0(13,8)} = Z_{0(BD)} \cdot Z_{0(AB)} / (Z_{0(BD)} + Z_{0(BA)})$$

$$Z_{0(13,8)} = 0.7304 \cdot 0.3315 / 1.0615$$

$$Z_{0(13,8)} = (0.0183 + j0.227) = 0.22811 \angle 1.49$$

La potencia inicial por cortocircuito unipolar, de acuerdo con la ecuación 3.2.2.c resulta:

$$S''_{k(1)} = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 1.1}{0.2281}$$

$$S''_{k(1)} = 239.3 \text{ MVA}$$

Y de ahí la corriente subtransitoria del cortocircuito unipolar resulta:

$$I''_{k(1)} = 239.3 / (\sqrt{3} \cdot 13.8) = 10.01 \text{ kA}$$

3.4. Falla en barras de AIPSA

Para este caso, el diagrama incluye la impedancia del transformador de 6,25 MVA que sirve a la sub estación de servicio

3.4.1. Cortocircuito tripolar en barras de 4,16 kV

Calculamos el valor de las corrientes de cortocircuito en la subestación de servicio que suministra energía a AIPSA. Aquí será importante determinar la participación del generador propio comparando con la participación que aportará la sub estación de SEPAEX en la alimentación de este defecto.

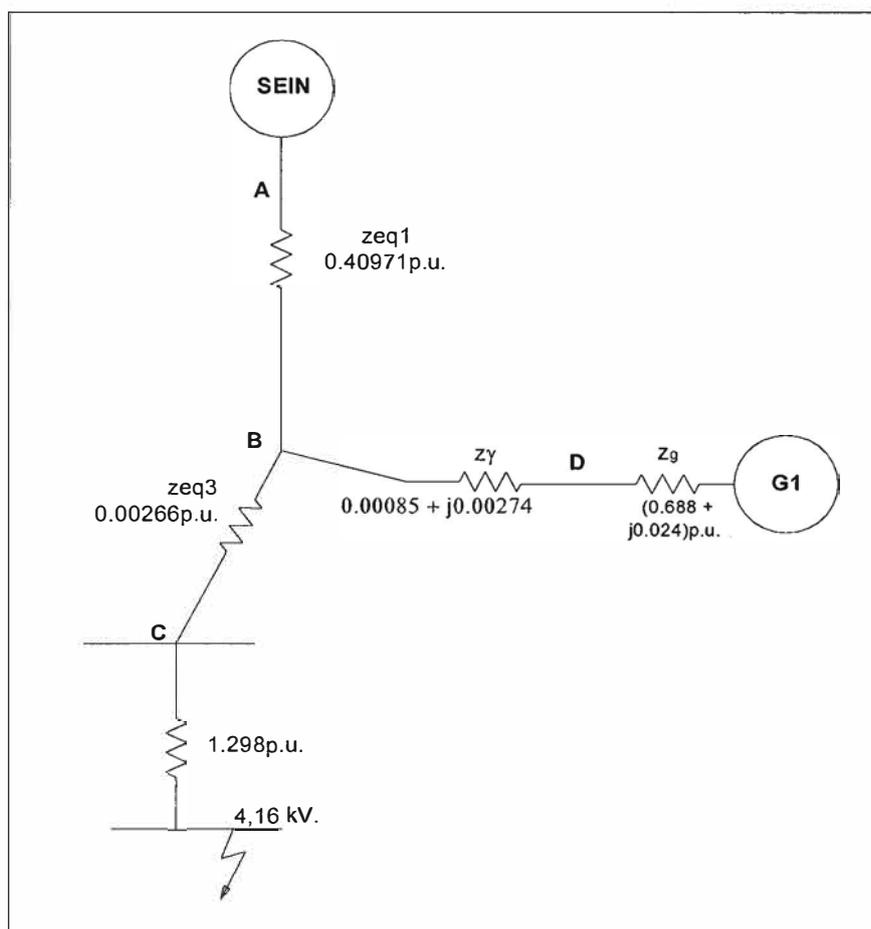


Fig. 3.4.1 Cortocircuito tripolar en barras de 4,16 kV AIPSA

Combinamos las impedancias de los tramos AB y BD en paralelo para luego sumar el tramo que va desde el punto B hasta las barras de 4,16 kV.

$$Z_{BD} = (0.00085 + j0.00274) + (0.688 + j0.0024) = (0.6889 + j0.00514) = 0.689 \angle 0.08$$

$$Z_{BD} \text{ en paralelo con } Z_{AB}: 0.689 \times 0.4097 / ((0.689 + j0.00514) + (0.0269 + j0.41))$$

$$Z_B = 0.346$$

$$Z_{BC} = 1.1699$$

$$Z_{1(AIPSA)} = 1.509 \text{ p.u}$$

Con esta impedancia obtenemos el valor para la corriente subtransitoria por cortocircuito tripolar en barras de 4,16 kV en la subestación de AIPSA:

$$\begin{aligned} S''_{k(AIPSA)} &= (P_B/z_D) \times (E'/U) & [3.4.1] \\ &= (100/1.131) \times 1.1 \\ &= 72.9 \text{ MVA} \end{aligned}$$

y la corriente subtransitoria correspondiente al cortocircuito tripolar, alcanza:

$$I''_{k(A)} = 10.1 \text{ kA}$$

La participación de las dos fuentes de energía, será proporcional a las impedancias relativas al punto de falla, así tenemos que el generador alimentará el defecto en barras de 4,16 de la Subestación Principal con una capacidad de 36.6 MVA y la subestación SEPAEX lo hará con 61.6 MVA.

Similarmente las corrientes que se reflejan en cada fuente de energía, alcanzan los 2.6 kA en la SEPAEX y 1.5 kA en la salida del generador.

3.4.2. Cortocircuito tripolar en barras de 13,8 kV

Siguiendo la misma metodología se evalúa los defectos en barras de 13,8 kV de la sub estación de utilización para la fábrica de azúcar. En este caso, sólo es necesario retirar la impedancia correspondiente al transformador de 13,8/4,16 kV, ya que el cortocircuito se supone en barras del primario, precisamente en el punto C del diagrama mostrado en la figura 3.4.1 de página anterior.

La nueva impedancia de la porción BC disminuye al valor $Z_{BC} = 0.00266 \text{ p.u.}$

La nueva impedancia combinada hasta el punto del defecto tripolar, resulta:

$$\begin{aligned} Z_{1(13,8)} &= Z_B + 0.00266 \text{ p.u.} = 0.346 \text{ p.u.} + 0.00266 \text{ p.u.} \\ Z_{1(13,8)} &= 0.3416 \end{aligned}$$

La potencia de cortocircuito alcanza ahora el valor de 321.9 MVA y la corriente de falla subtransitoria llega a 13,5 kA.

Esta falla se va reflejar en el generador con un aporte de 161.8 MVA y la de SEPAEX con 272.2 MVA.

En forma análoga la corriente por el defecto en barras de 13,8 kV de la subestación de AIPSA, va a tomar 6,8 kA del turbogenerador de AIPSA y 11.4 kA de la subestación del sistema interconectado.

CAPITULO IV

PROYECCION DE LAS PROTECCIONES

En el Capítulo III hemos determinado las corrientes sub transitorias de cortocircuitos unipolares y tripolares que podrían presentarse en puntos estratégicos de la instalación. En este capítulo, utilizaremos los valores mínimos y máximos de aquellas corrientes para proponer los puntos de operación de los relés que habrá de implementarse en el sistema de protección.

4.1. Criterios generales de ajuste de la protección

El ajuste de la protección se determina por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores. Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo a sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajustes de tensión, los errores serán los siguientes: En los transformadores de tensión, 1%; en el relé, 1%; conexiones, 1%; tolerancia de cálculo, 5%; Total 8%, aceptándose hasta un total de 10%.

En el caso de los ajustes de corriente se consideran los siguientes:

Error de los transformadores de corriente: 5%; error del relé 1%; tolerancia de cálculo 5%; aceptándose un total de hasta 15%.

Similarmente, para los ajustes de las impedancias se debe considerar los errores de los transformadores de tensión: 1%; conexiones, 1%; error de transformadores de

corriente: 5%; error del relé, 1% y tolerancia de cálculo 5% llegando a aceptarse hasta 15%.

La coordinación de las protecciones consiste en definir las graduaciones de tiempo necesarias para la operación debidamente priorizada del sistema de protección con la finalidad que su actuación sea en el mínimo tiempo posible. En tal sentido, se requiere considerar las coordinaciones entre la protección principal y la protección de falla de interruptor, así como con la protección de respaldo.

Para determinar la coordinación con la protección de respaldo se debe considerar la secuencia de eventos mostrada en la figura 4.1.1 que se detalla a continuación:

- Al producirse una falla se inicia la actuación de la protección principal que tiene un tiempo de actuación mínimo (t_R), sin ningún retraso adicional, que termina dando una orden de apertura al Interruptor
- La falla se extingue después de la operación de apertura de la corriente de falla por parte del interruptor que tiene un tiempo de operación (t_{52}).
- Si la falla no se extingue, la protección de respaldo debe actuar, para lo cual se debe considerar un margen previo. En este margen se debe incluir el tiempo de reposición del relé (t_r) más un adicional (t_M) después del cual se envía un orden de apertura al interruptor.
- La falla será extinguida por la protección de respaldo después del tiempo de apertura.

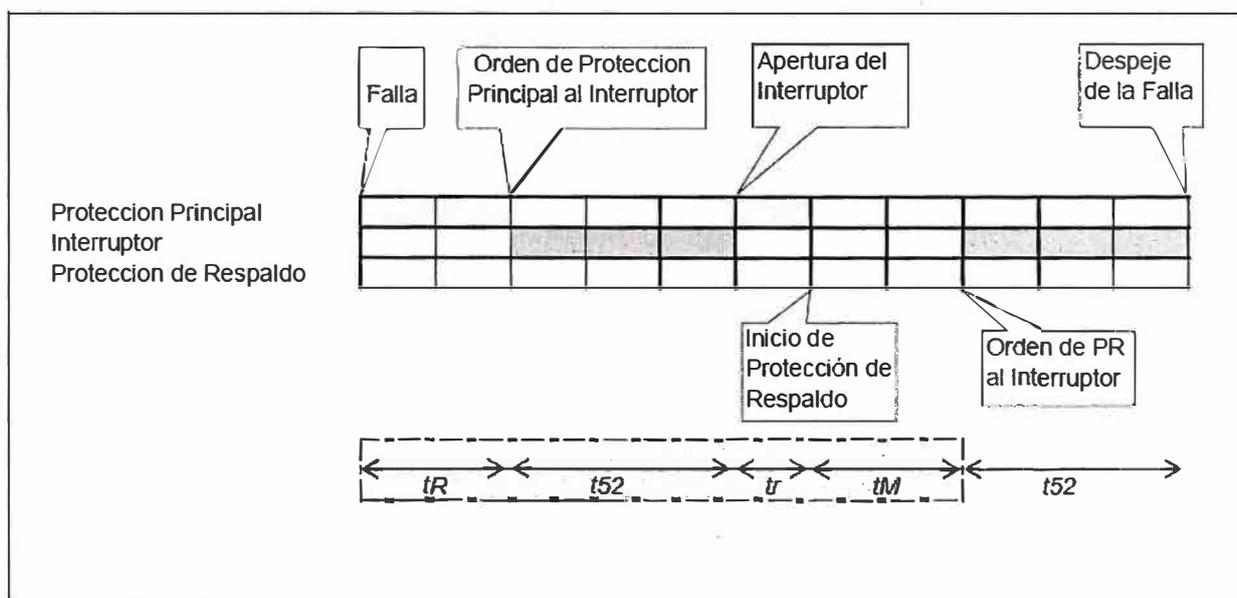


Fig. 4.1.1 Coordinación entre protección principal y protección de respaldo

De acuerdo a lo expuesto, el tiempo de ajuste de la protección de respaldo (t_{PR}) vendrá dado por la siguiente expresión

$$t_{PR} = t_R + t_{52} + t_r + t_M \quad [4.1.1]$$

4.2. Protección del generador

A continuación se describe las protecciones que son necesarias para la operación del generador

4.2.1. Protección por sobre corriente.

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobre corrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser de tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51) de tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS \cdot \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s} \right)^\alpha} + C \right] \quad [4.1.1]$$

Donde

t= Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I= Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS= Constante de ajuste del Relé

K = Constante de ajuste del Relé

C= Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé de sobre corriente se debe definir lo siguiente:

Para la función (51): La corriente de Arranque del relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé y la constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica.

Para la función (50): La corriente de arranque del relé (I_s).

Para los efectos de la presente monografía, nos limitaremos a definir las corrientes de arranque de los relés y los tiempos de operación, en el caso que sea una función temporizada. La selección de la curva característica y la parametrización completarán posteriormente el resultado de estas definiciones.

La corriente máxima que circula en barras del generador es la provocada por la falla tripolar. Considerando la corriente nominal del generador (1.205 kA), el defecto

tripolar visto por el interruptor del generador (52-1 de la figura 1.1) alcanza una intensidad de 5,58 p.u.

La corriente mínima de falla en barras del generador es la reflejada por el defecto tripolar en las barras de 4,16 kV de la sub estación AIPSA. EL cortocircuito en esas barras reflejará una corriente de 1,5 kA en las barras del generador, algo más de 1.2 veces su corriente nominal.

Para cumplir con las protecciones de sobre corriente del generador, será necesario incorporar las protecciones: 50/51P ubicado en los bornes del generador y la protección 51N ubicado en el neutro del generador.

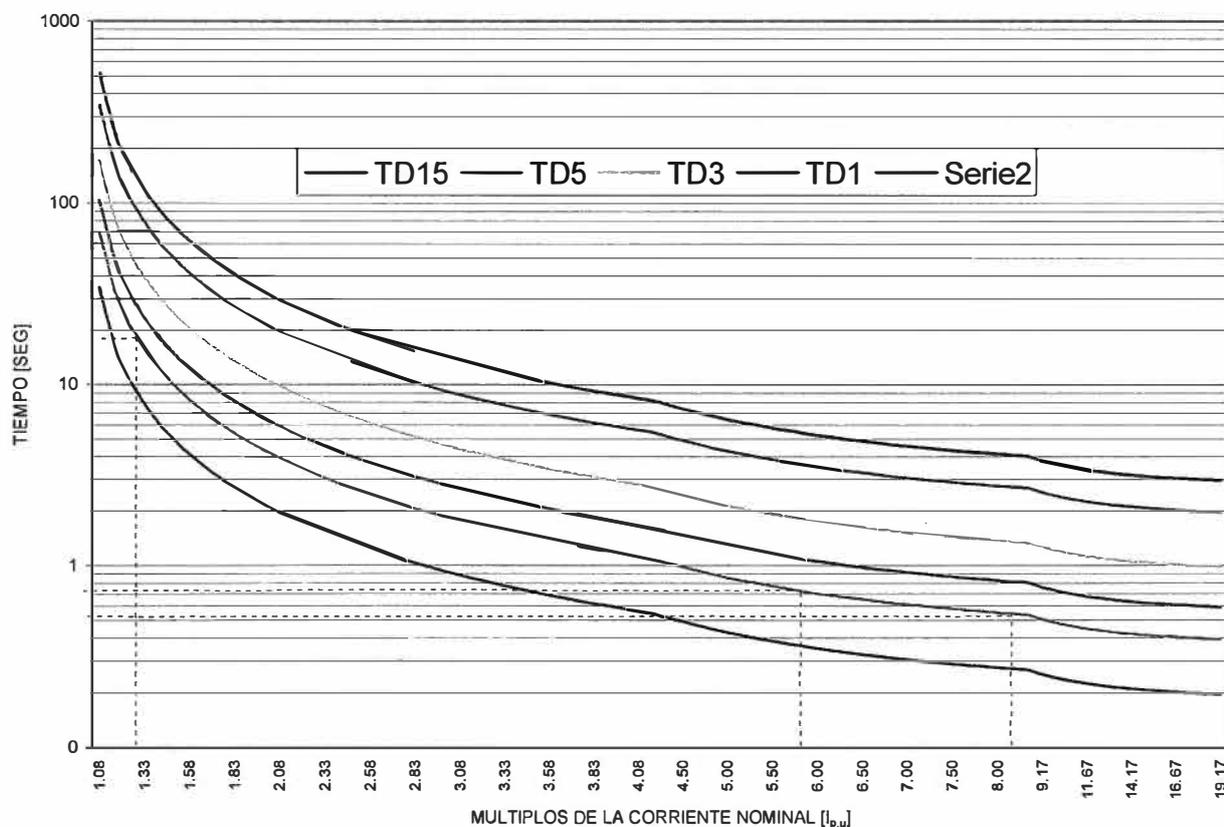


Figura 4.2.1.a Curvas para cortocircuito tripolar en barras del generador

Usando la curva inversa con TD=2 la corriente máxima de falla tripolar por el interruptor principal del generador (52-1) será interrumpida por el relé en 0.6 segundos.

La corriente mínima vista por este mismo interruptor, operará al relé en 19 segundos. Cabe observar que esta corriente mínima corresponde a una falla en las barras de la subestación de servicios propios de AIPSA, por lo que en este caso, el interruptor del generador actúa como protección de respaldo de alguna posible falla en barras de la indicada subestación.

La corriente de falla unipolar en barras del generador ($10,2 \text{ kA} = 8,5 \times I_n$), según la curva TD = 2 de la figura 4.2.1, actuará al relé de sobre corriente en 0.42 segundos.

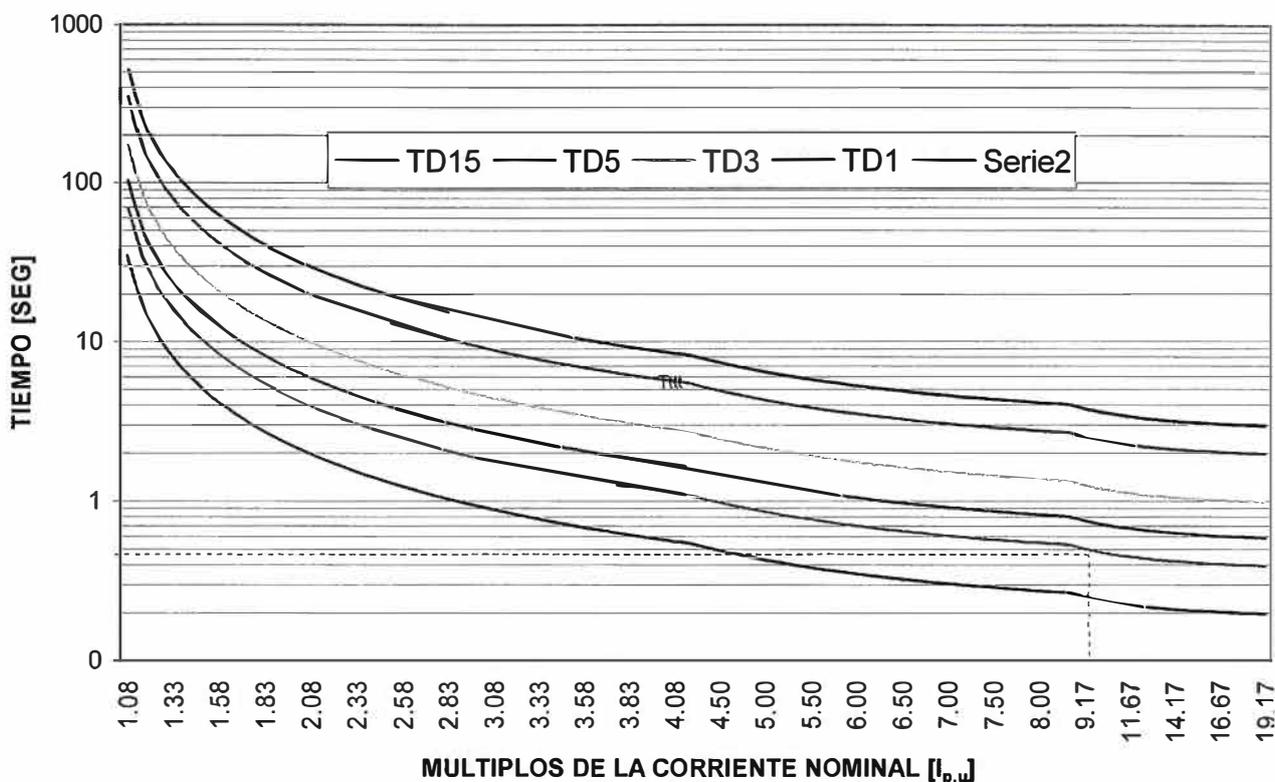


Figura 4.2.1.b Curvas para cortocircuito unipolar en barras del generador

La falla tripolar en barras del generador, vista por el interruptor de línea que conecta con la sub estación del sistema externo (52-2 según la figura 1.1) alcanza a 11.1 kA , equivalente a 9,25 veces la intensidad nominal del generador.

Usamos la misma curva inversa TD = 2 para operar el relé en 0.38 segundos.

Para la falla unipolar, el relé de sobre corriente de este interruptor actuará de la misma forma que el del interruptor 52-1.

4.2.2. Protección diferencial

Este tipo de protección garantiza la detección de defectos internos en el generador, ejemplo cortocircuito entre espiras, o cortocircuitos entre fase y tierra. Esta falla se produce cuando se pierde el aislamiento o se produce algún daño físico del mismo.

Para la detección de la falla se utiliza el principio diferencial que permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y la salida del generador constituyendo una protección diferencial (función 87).

El relé de protección diferencial calculará la diferencia de las corrientes en cada fase, lo que permitirá determinar que existe una falla entre fases. De la misma manera, la evaluación de la diferencia entre la suma de las corrientes de fase a la salida del generador y la corriente en el neutro permitirá determinar que hay una falla a tierra.

Se requiere además que una falla externa no provoque una diferencia en el cálculo que ocasione un disparo indeseado. Para ello, se usa como referencia la suma de las corrientes que se le denomina la corriente de estabilización y la característica de operación del relé será un porcentaje de esta corriente de estabilización.

Para una correcta aplicación, se define una característica con tres zonas de operación para tener en cuenta lo siguiente:

Es necesario tener una zona insensible para tomar en cuenta que existe una diferencia en las corrientes de fase como consecuencia de las corrientes de magnetización. Esto determina una zona de pendiente cero.

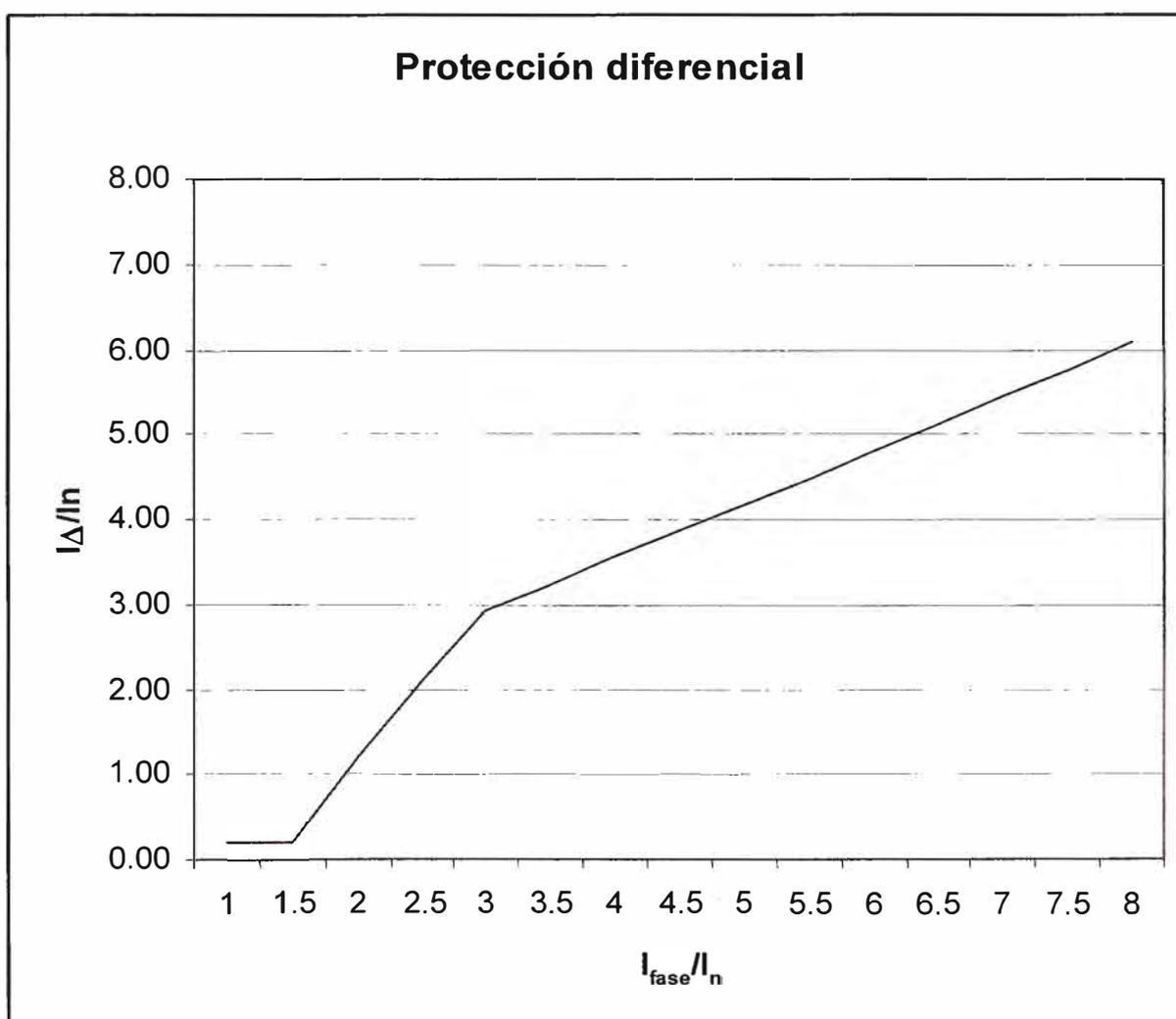


Fig. 4.2.2. Restricciones para la corriente de operación diferencial

Se debe tener en cuenta cualquier posible error por las diferentes relaciones de transformación de los transformadores de corriente. Esto determina una zona, hasta

aproximadamente la corriente nominal del generador, con una pendiente para tomar en cuenta estos errores. Valores entre 10% - 20% son usuales.

Se debe considerar cualquier error debido a la operación de los transformadores de corriente en su zona de saturación. Para ello se debe considerar una falla externa cercana al generador. Esto determina una tercera zona con una pendiente que impida cualquier falsa operación por esta causa.

Una cuarta zona se puede considerar para corrientes diferenciales elevadas que corresponden a fallas en bornes del generador. Este criterio se aplica para corrientes diferenciales entre el 300% - 700% de la corriente nominal.

4.2.3. Pérdida de Excitación del Generador

La pérdida de excitación de un Generador puede ser causada por diversas circunstancias como son: falla del sistema de excitación, pérdida de suministro al circuito de excitación, apertura accidental del interruptor de campo, o cuando se abre el circuito de excitación.

Cualquiera que sea la causa, una pérdida de excitación constituye una condición indeseada que puede afectar al sistema y a la misma máquina, ya que el Generador empieza a tomar potencia reactiva del sistema y tiende a embalsarse. Esta situación será más crítica cuanto mayor haya sido la potencia que estuvo generando; y en el caso de haber estado operando a plena carga, las corrientes en el estator y el campo pueden llegar a ser el doble de los valores nominales, con los consiguientes mayores esfuerzos térmicos y mecánicos. Además de ello, al embalsarse el Generador es probable que se pierda el sincronismo, afectando al sistema.

Para detectar esta condición indeseada lo más usual es medir la impedancia del sistema en los bornes del generador con la finalidad de determinar si la máquina se comporta como una reactancia capacitiva. En función de lo expuesto, la protección se realiza con un relé mho.

4.2.4. Sobre corriente con restricción de voltaje

Con la finalidad de acelerar la actuación de la protección cuando se tiene una falla cercana, se puede incluir en la protección de sobre corriente un ajuste según la tensión que se tiene en el punto de medida, ya que la impedancia de la máquina es el componente principal de la impedancia de falla. Para ello se debe considerar que la tensión que se mide a la salida del generador es un valor reducido de la tensión nominal, debido a la caída de tensión en la impedancia interna de la máquina; además el valor de la corriente de falla es sensiblemente variable en el tiempo debido

a que la impedancia del generador es el componente principal de la impedancia del cortocircuito.

Para esta protección existen dos características de operación que son:

- a) Sobre corriente con restricción de tensión que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste; pero, también para valores menores según el nivel de tensión que se mide. Con esto se logra una aceleración en el tiempo de operación del relé; es decir, el tiempo será menor cuanto más baja sea la tensión.
- b) Sobre corriente con control de tensión que actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero se requiere que la tensión sea menor que un determinado umbral previamente definido.

4.2.5. Protección por carga no balanceada.

La protección de carga no balanceada se efectúa detectando las corrientes de secuencia negativa (función 46), cuya presencia indica que se tiene asimetrías eléctricas que reflejan la existencia de una asimetría mecánica en el eje del generador; es decir, que se tiene conectada una carga no balanceada.

Los relés de corriente de secuencia negativa operan con una característica de tiempo inverso según una expresión cuadrática que es la siguiente:

$$(I_2/I_N)^2 \cdot t = K \quad [4.2.5]$$

Donde

I_2 = Corriente de secuencia negativa

I_N = Corriente nominal de la máquina

t = tiempo

K = Constante de la máquina

Los ajustes del relé deben ser efectuados según las recomendaciones del fabricante del generador.

Para el caso de AIPSA, el generador puede operar en forma continua con el 10% de corriente negativa. En general la protección debe estar regulada para no sobrepasar la relación $I_2^2 \cdot t \leq 40$ segundos (ver anexo B-5).

4.2.6. Protección contra potencia inversa.

La protección de potencia inversa (función 32) se aplica para evitar el flujo de potencia activa en una determinada dirección y se calcula a partir de la tensión y la corriente que mide el relé.

$$P = V_a I_a \cos \Phi_a + V_b I_b \cos \Phi_b + V_c I_c \cos \Phi_c \quad [4.2.6]$$

La protección de potencia inversa se aplica a los generadores y su ajuste se hace en función de la potencia nominal. Para ello se debe considerar una temporización que permita evitar falsas actuaciones cuando la máquina absorbe potencia sincronizante o cuando se produce una oscilación de potencia.

La motorización del generador ocurre cuando la máquina recibe energía activa del sistema y se comporta como un motor síncrono que mueve al motor primo. Esta circunstancia se puede producir como consecuencia de la pérdida de energía en el motor.

Esta condición indeseada de funcionamiento de la máquina afecta de manera diferente a los distintos motores primos, entre las máquinas térmicas, en las turbinas de vapor y de gas los efectos de la motorización provocan mayores perjuicios.

Se debe considerar que el Generador puede recibir energía del sistema cuando se produce la sincronización de la máquina con el sistema; es decir, se puede llegar a una motorización durante esta maniobra. Sin embargo, esta es una situación transitoria y no es una condición indeseada de la máquina.

Para detectar la motorización se utiliza un relé direccional de potencia, el cual debe discriminar la condición indeseada de aquella que es momentánea debido a posibles oscilaciones de potencia como ocurre durante la sincronización de la máquina.

Al producirse esta condición indeseada se debe dar la apertura del lado de alta tensión y al mismo tiempo se debe proceder con una parada de emergencia del motor primo.

CONCLUSIONES

1. Se ha encontrado las potencias de cortocircuito y las corrientes de falla para el sistema de cogeneración que se conectará al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de acuerdo a esos valores se ha determinado las curvas y tiempos de operación de los relés de sobre corriente a usarse; las curvas, umbrales, corrientes de operación y tiempos de actuación de los relés se muestran en los anexos C-1, C-2, C-3, C-4. La planilla correspondiente a estos valores está incluida en el anexo C-5
2. Se analizó el aporte de cada fuente de energía en la alimentación de las corrientes de defecto para las tres barras consideradas en el estudio, encontrándose que las corrientes de cortocircuito de las barras son aproximadamente iguales entre si, debido a la corta distancia entre la ubicación del generador, la subestación de interconexión y la barra de consumo propio lo que resulta en impedancias de línea muy pequeñas.
3. En la función de protección instantánea (función 50) se aplicará el valor de la corriente de falla unipolar a tierra, por ser la mayor corriente de falla calculada.
4. En la función de protección de sobre corriente temporizada (función 51) se ha tomado el valor de cortocircuito tripolar permanente para efectos de coordinación con los otros interruptores, considerándose el aporte de cada fuente de energía en cada cortocircuito para la determinación de la curva y el tiempo de operación de cada relé, según se muestra en el anexo C-5
5. Se ha determinado el tiempo de operación de cada interruptor del sistema interno, de tal forma que no produzcan perturbación en la celda de acceso al SEIN, aislando los defectos en tiempos menores al de operación del interruptor de interconexión

BIBLIOGRAFÍA

1. COES-SINAC, "Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN" Lima, 2007
2. COES-SINAC, "Requerimientos mínimos de equipamiento para los sistemas de protección del SEIN" Lima, 2007
3. Richar Roeper, "Las corrientes de cortocircuito en las redes trifásicas", Editorial Dossat S. A. – España, 1970
4. Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL551 Instruction Manual", Pullman, WA USA, 2005
5. Schweitzer Engineering Laboratories, "SEL587 Instruction Manual", Pullman, WA USA, 2006

ANEXOS

Anexo A.1.1 Impedancias por unidad

Datos de la red		Impedancias por unidad	
Sistema SEIN:	$E_{th} =$	138 kV	$Z_{1n} = Z_{2n} = PB/Sk$ $Z_{1n} = Z_{2n} = 0.229 \text{ p.u.}$ $(0.023 + j0.229)$
	$Z_{eq} =$	0.229	
Generador	$P_N [\text{MVA}] =$	28.8	$(0.024 + j0.688)$ 0.688 p.u. 0.024 p.u.
	$U_n [\text{kV}] =$	13.8	
	x''_d	19.8 %	
	$r_a = 0.013 [\Omega/\text{fase}]$	0.683 %	
Transformador ₁	$P_N [\text{MVA}] =$	27.5	0.353 p.u.
	$U_{nP} [\text{kV}] =$	138	
	$U_{nS} [\text{kV}] =$	13.8	
	V_{cc}	9.70%	
Transformador ₂	$P_N [\text{MVA}] =$	27.5	0.353 p.u.
	$U_{nP} [\text{kV}] =$	138	
	$U_{nS} [\text{kV}] =$	13.8	
	V_{cc}	9.70%	
Transformador ₃	$P_N [\text{MVA}] =$	6.25	01.298 p.u.
	$U_{nP} [\text{kV}] =$	13.8	
	$U_{nS} [\text{kV}] =$	4.16	
	V_{cc}	8.11%	
Línea 1 3 x 1 x 300 mm ²	Longitud [km]	0.4	0.009 p.u. 0.013 p.u.
	$R=0.08 [\Omega/\text{km}]$	0.0168032	
	$X=0.1139 [\Omega/\text{km}]$	0.0239235	
Línea 2 2 x 3 x 1 x 70 mm ²	Longitud [km]	0.347	0.008 p.u. 0.006 p.u.
	$R=0.342 [\Omega/\text{km}]$	0.0311578	
	$X=0.1139 [\Omega/\text{km}]$	0.023669	
Línea 3 3 x 1 x 300 mm ²	Longitud [km]	0.185	0.002 p.u. 0.005 p.u.
	$R=0.039 [\Omega/\text{km}]$	0.0037886	
	$X=0.1054 [\Omega/\text{km}]$	0.0102389	
Barra de carga	$P [\text{MW}]$	7.2	0.001 p.u.
	$Q [\text{MVAR}]$	3.7	0. p.u.

Anexo B.1 Pérdidas y eficiencias

GENERATOR

Paramonga II

Electrical Data, Losses and Efficiencies

WE07068

Generator Type: **SGen6-100A-4P 120-12**

Load Point				N				
Standard				IEC 34				
Thermal Classification: Design / Using				F / B				
Power		MVA		28,80				
Cold Air Temperature		°C		37,0				
Voltage		kV		13,80				
Voltage Deviation		+	-	%		5,0	5,0	
Armature Current		kA		1,205				
Frequency	Speed	Hz	rpm	60	1800			
Power Factor				0,80				
Excitation	No load	I_D	U_{FD}	A	V	337	26	
Requirements	4/4-load	I_{FN}	U_{FN}	A	V	902	70	
	5/4-load	$I_{FE,4}$	$U_{FE,4}$	A	V	1085	84	
Cooling Air	Losses		kW		486			
	Air flow	Temp. rise	m^3/s	K	13,0	33,1		
Sudden-SCC at No-Load and Nominal Voltage	I_S : 3-phase (peak)		kA		16			
	I_{k3} : 3-ph. (sustained at I_{FN})		kA		1,9			
	I_{k2} : 2-ph. (sustained at I_{FN})		kA		2,9			
Short Circuit Ratio				-		0,59		
Reactances calculated values, tolerance +/-15% acc. IEC 60034-3	x''_d	unsat.	sat.	%	%	22,5	19,8	
	x'_d	unsat.	sat.	%	%	28,1	24,7	
	x_d	unsat.	sat.	%	%	201	170	
	x''_q	unsat.	sat.	%	%	30,5	26,8	
	x'_q	unsat.	sat.	%	%	---	---	
	x_q	unsat.	sat.	%	%	99	83	
	x_2	unsat.	sat.	%	%	25,9	22,8	
	x_3	unsat.		%		10,5		
	x_{stk}	unsat.		%		16,9		
Time constants at 95 °C winding temperature	T'_c			s		0,025		
	T_c			s		1,034		
	T'_{d0}			s		7,420		
	T''_{d0}			s		0,030		
Resistance at 20°C	Stator winding / phase		mΩ		13,26			
	Rotor winding		mΩ		58,81			
Voltage regulation	PF = rated P F		% γ_0		36,8			
	PF = 1,00		%		30,9			
Max. unbalanced load	Continuous		%		10			
	Short time $i_s^2 \cdot t$		s		40			
Power at PF = 0	Underexcited		Mvar		12,9			
	Overexcited		Mvar		22,7			
Winding temp. rise	Stator (RTD)		K	°C	50	37		
Winding temp	Rotor (average)		K	°C	65	102		
Losses	Bearing losses		kW		27			
	Windage losses		kW		125			
	Core losses		kW		78			
	Short circuit losses		kW		139			
	Rotor I ² R losses		kW		78			
	Total losses		kW		448			
Efficiencies with tolerance at brushless excitation and rated P.F (incl. bearing losses)	4/4-load		%		98,09			
	3/4-load		%		97,94			
	2/4-load		%		97,44			
	1/4-load		%		95,61			

SIEMENS

Power Generation (PG) - Erfurt Plant

RBS2000 Revision 2.6.1

Wutzmer

P251 G3

Rev. 001

2007-02-13

Anexo B.2 Curva de capacidad reactiva

GENERATOR

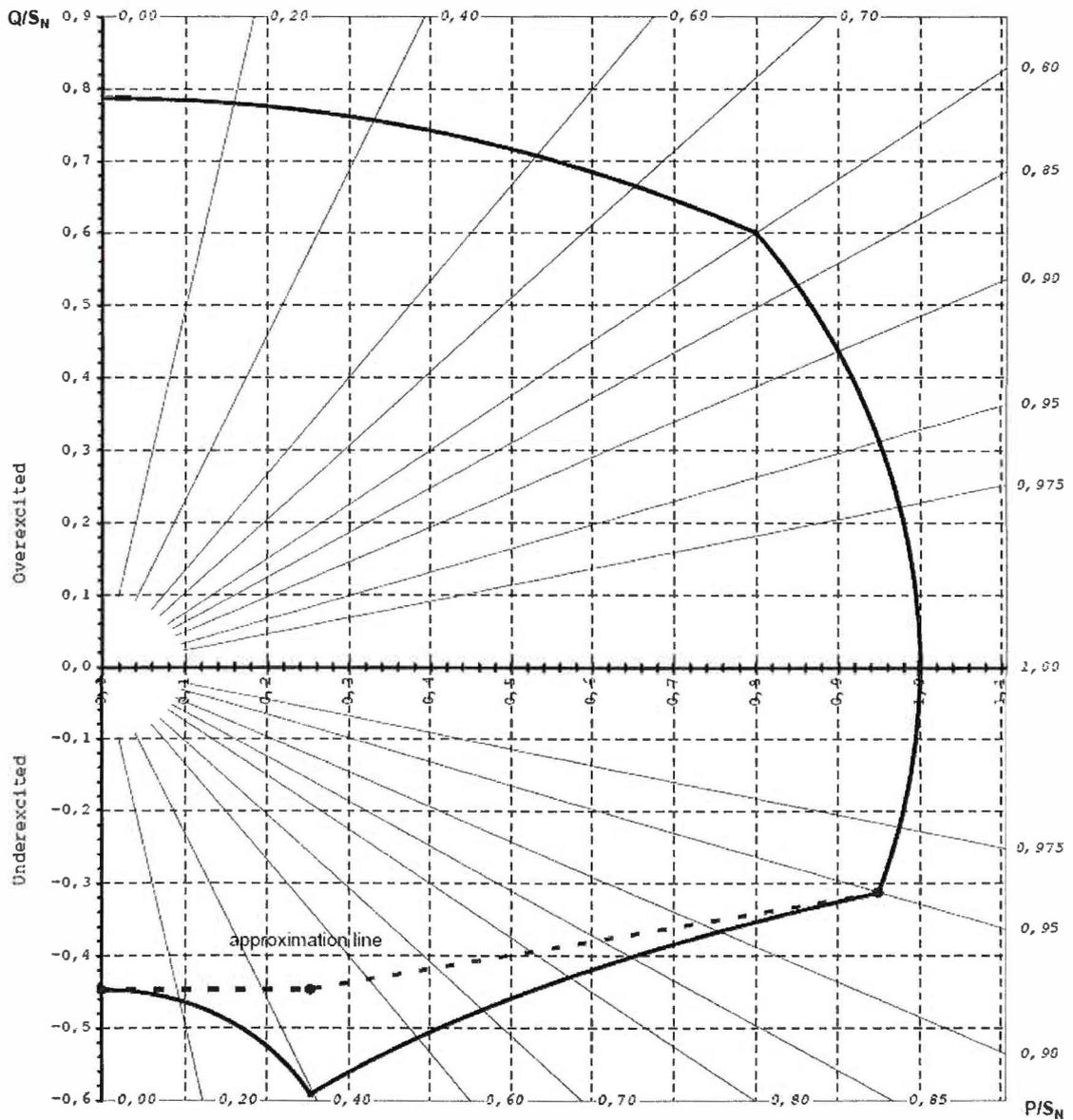
Paramonga II

Reactive Capability Curve

WE07068

Generator - Type: **SGen6-100A-4P 120-12**

Load Point	Rated
S_N	28,80 MVA
U_N	13,80 kV
I_N	1,205 kA
f_N	60 Hz
PF	0,80
T_{Cold}	37,0 °C

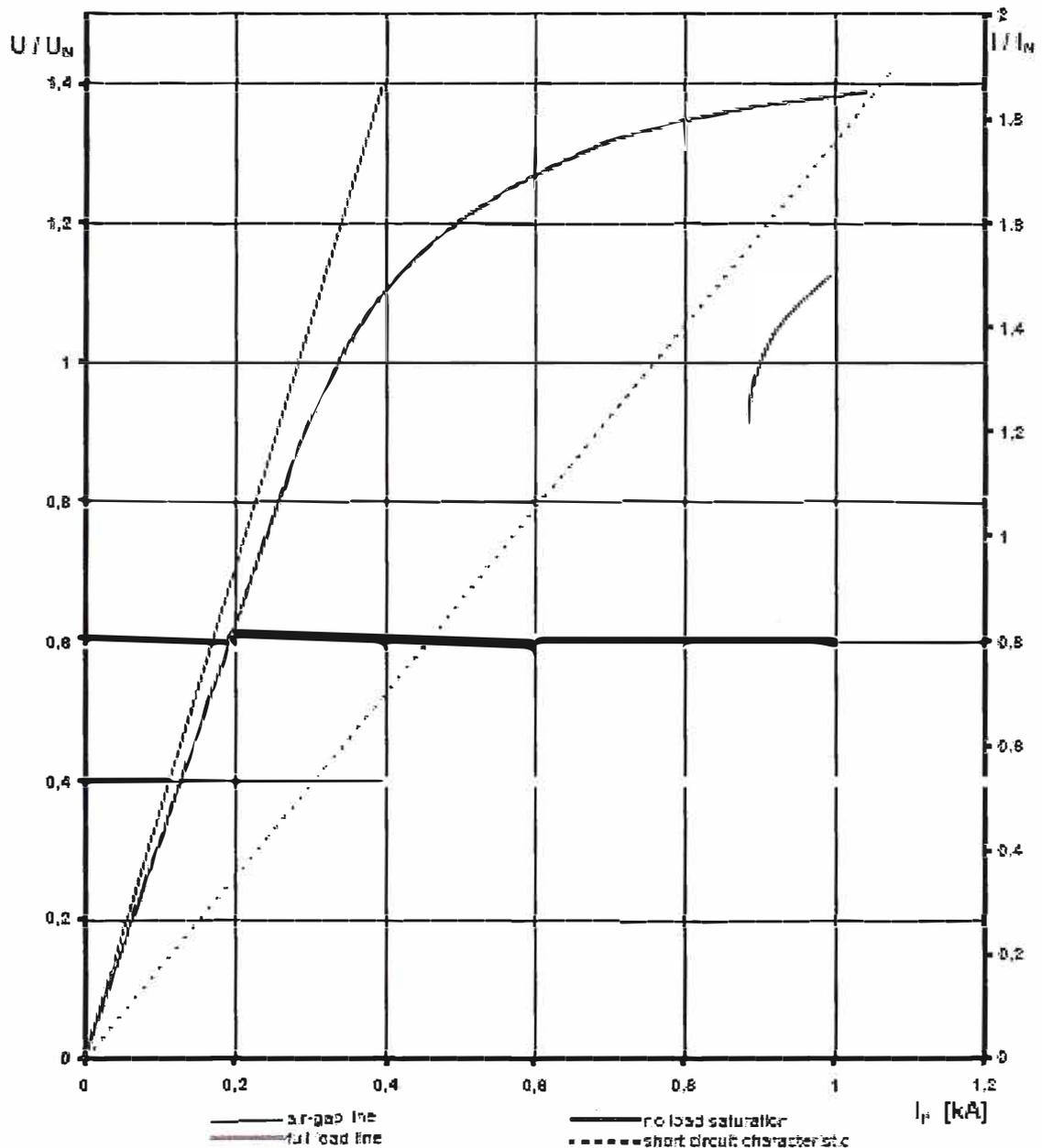


Anexo B.3 Características de cortocircuito

Generator - Typ:

SGen6-100A-4P 120-12

$S_N =$	28,80 MVA	PF =	0,90	$S(1,0) =$	18,0 %
$U_N =$	13,80 kV	SCR =	0,53	$S(1,2) =$	47,4 %
$I_N =$	1.205 kA	$I_M =$	337 A		
$f_N =$	60 Hz	$I_{M1} =$	502 A		



SIEMENS

Power Generation (PG) - Erturk Plant

Wutzmer

Rev. 001

RBS3000 Revision 2.6.1

P251 03

2007-02-13

Anexo B.4 Curves - V a voltaje nominal

GENERATOR

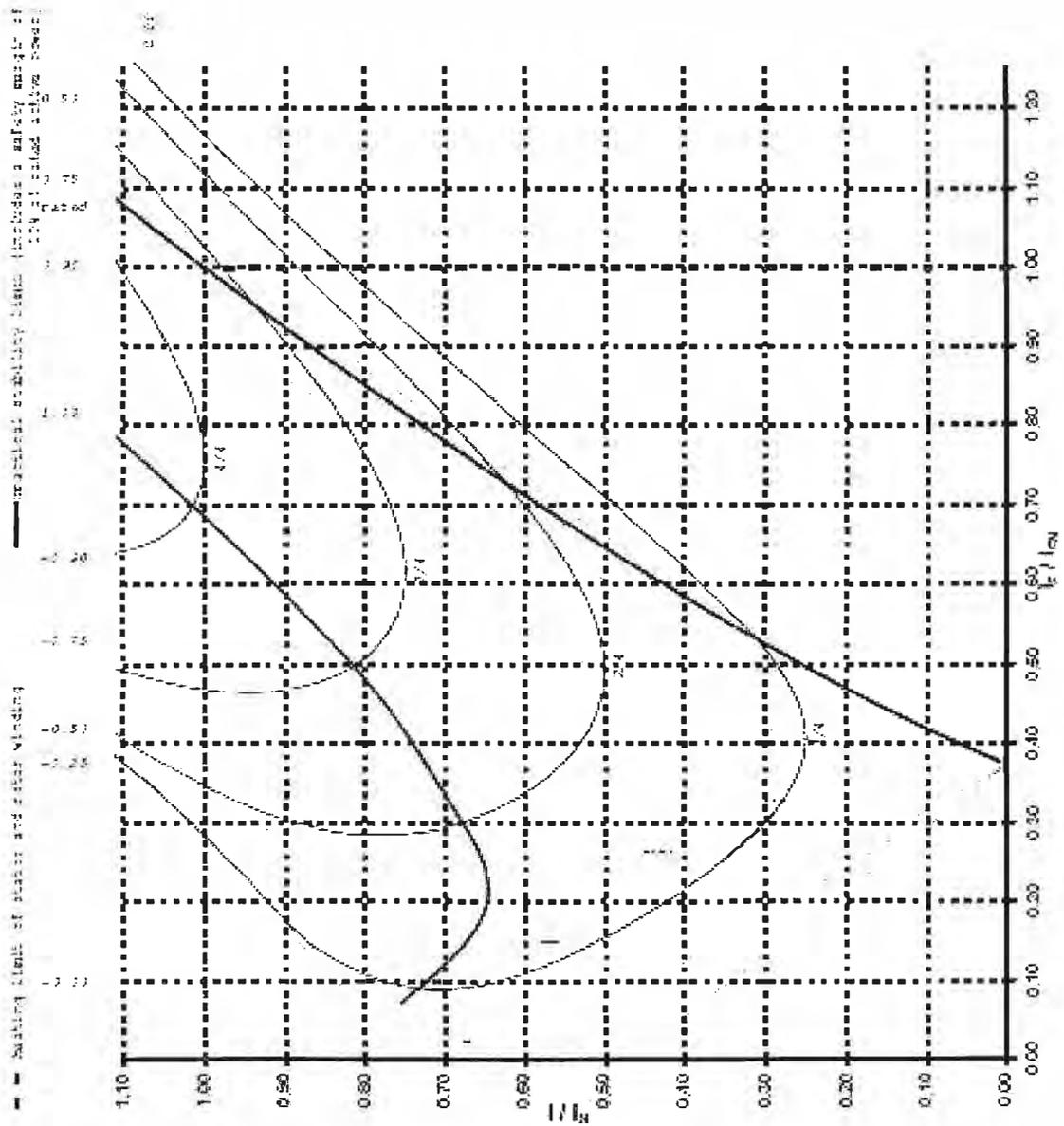
Paramonga II

V-Curves at Rated Voltage

WE07068

Generator - Typ: SGen6-100A-4P 120-12

$S_N =$	28,80 MVA	PF =	0,80	$I_{a0} =$	337 A
$U_N =$	13,80 kV	$f_N =$	60 Hz	$I_{a1} =$	902 A
$I_N =$	1,205 kA	$T_{\text{Cotiz. air}} =$	37,0 °C		



V-Curves Refer to Active Power

SIEMENS

Power Generation (PG) - Erturk Plant

Witzmer

P251.63

Rev. 001

RBS2000 Revision 2.6.1

2007-02-13

Anexo B.5 Curva de carga desbalanceada vs. Tiempo

GENERATOR

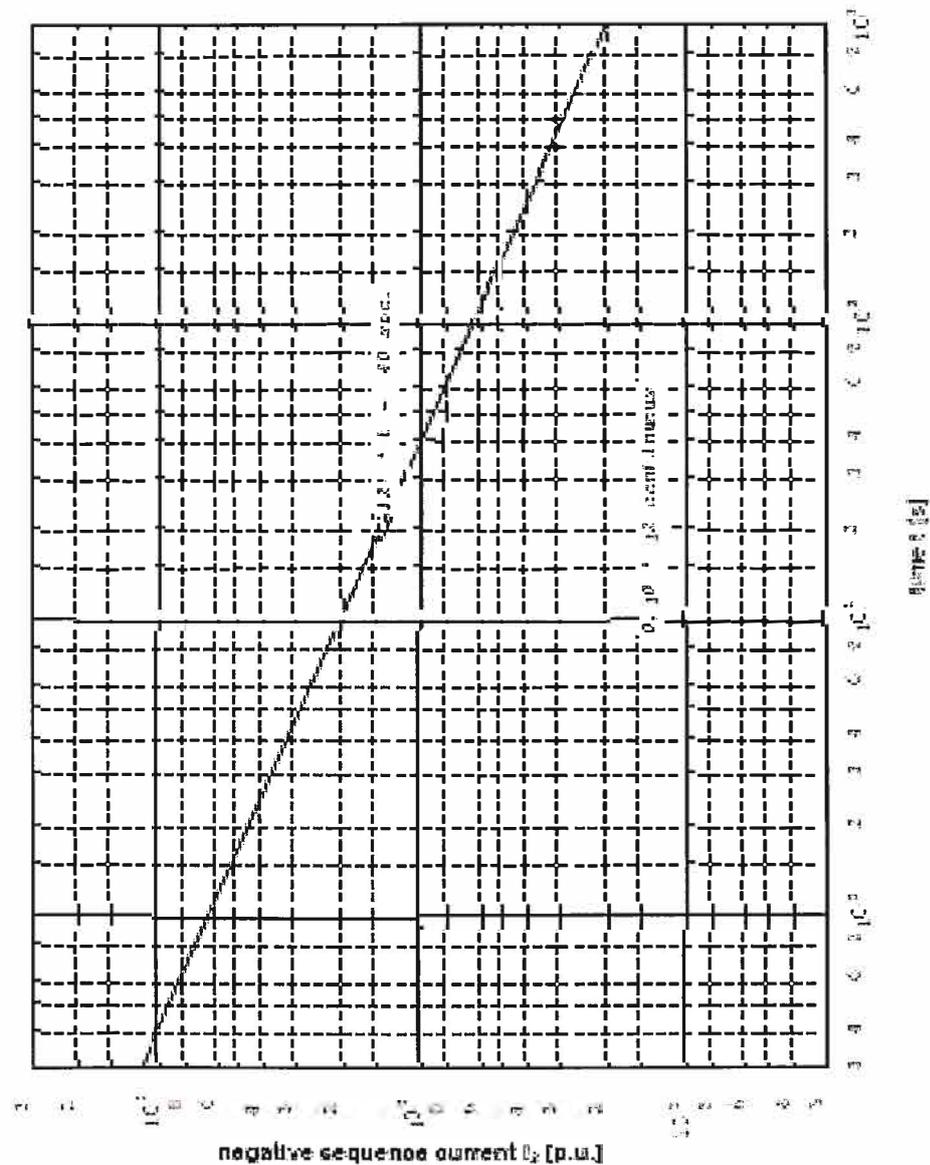
Paramonga II

Unbalanced Load-Time-Curve

WE07068

Generator - Typ: **SGen6-100A-4P 120-120**

$S_N =$ 28.80 MVA	$PF =$ 0.80	$T_{cooling} =$ 37.0 °C
$U_N =$ 10.80 kV	$f_N =$ 60 Hz	
$I_N =$ 1505 A	$n_N =$ 1800 rpm	



SIEMENS

Power Generation (PG) - Enfort Plant

HB22000 Revision 2-5-1

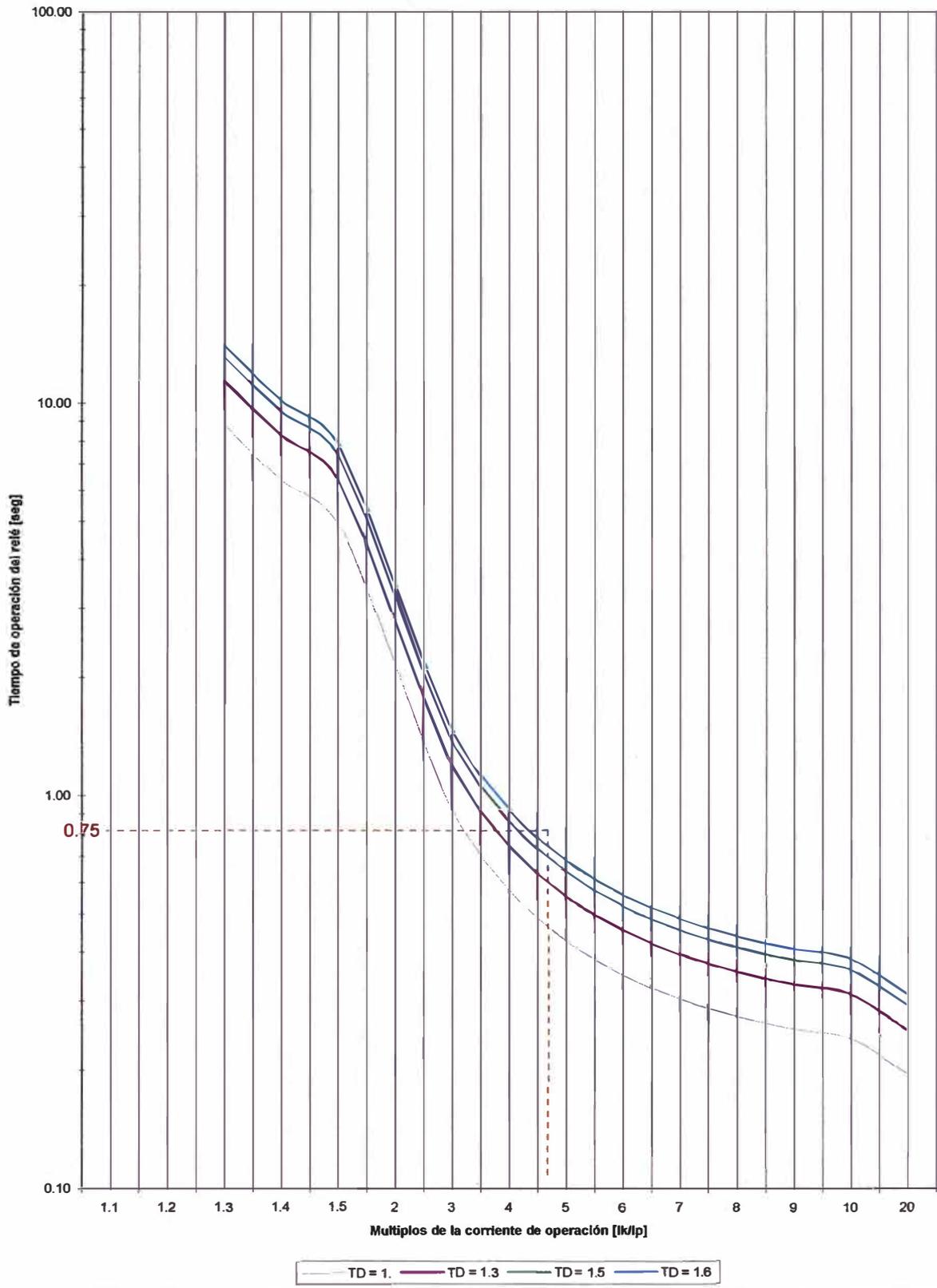
Wafarinet

1201 CSS

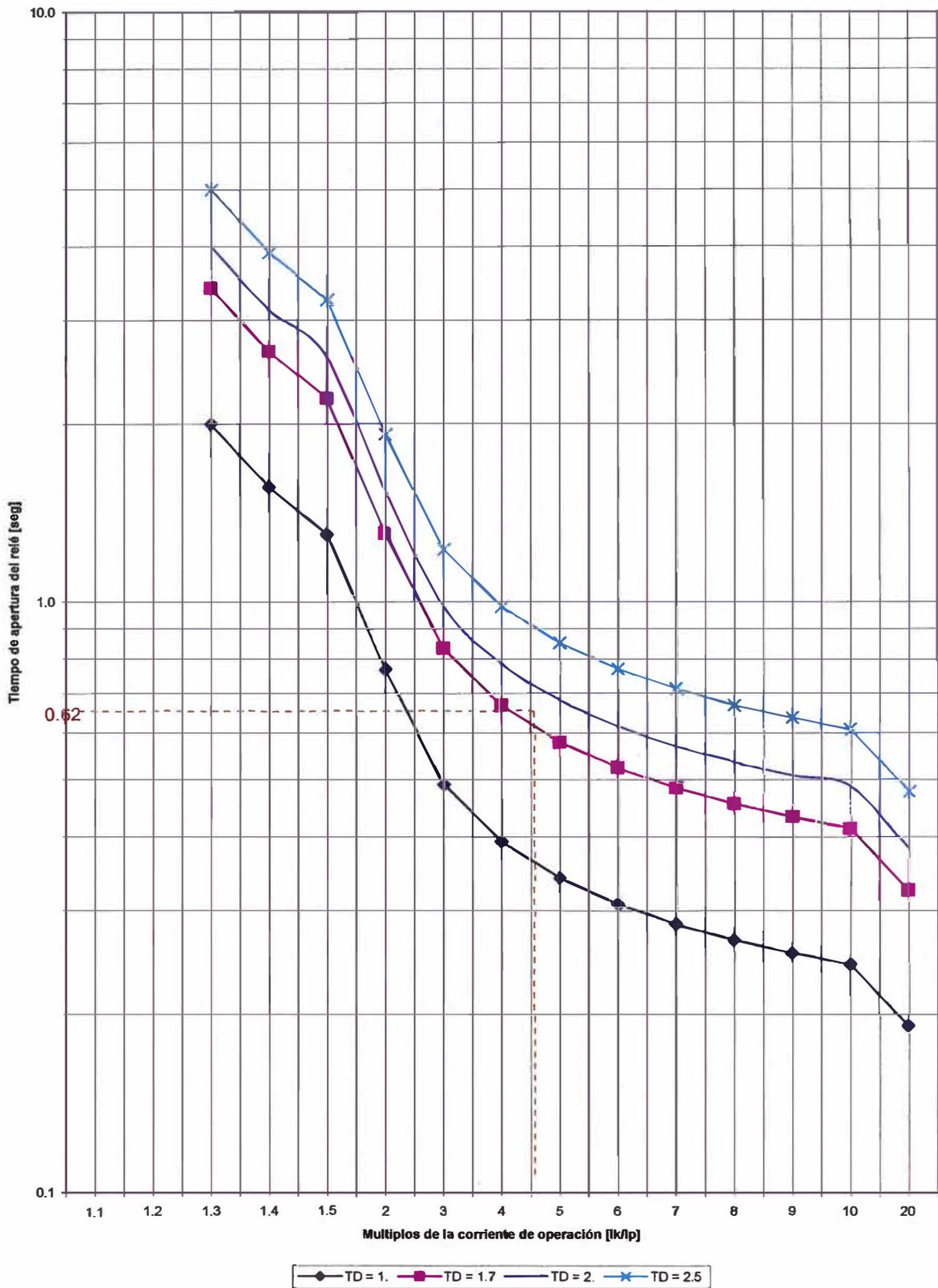
Rev. 001

2007-02-13

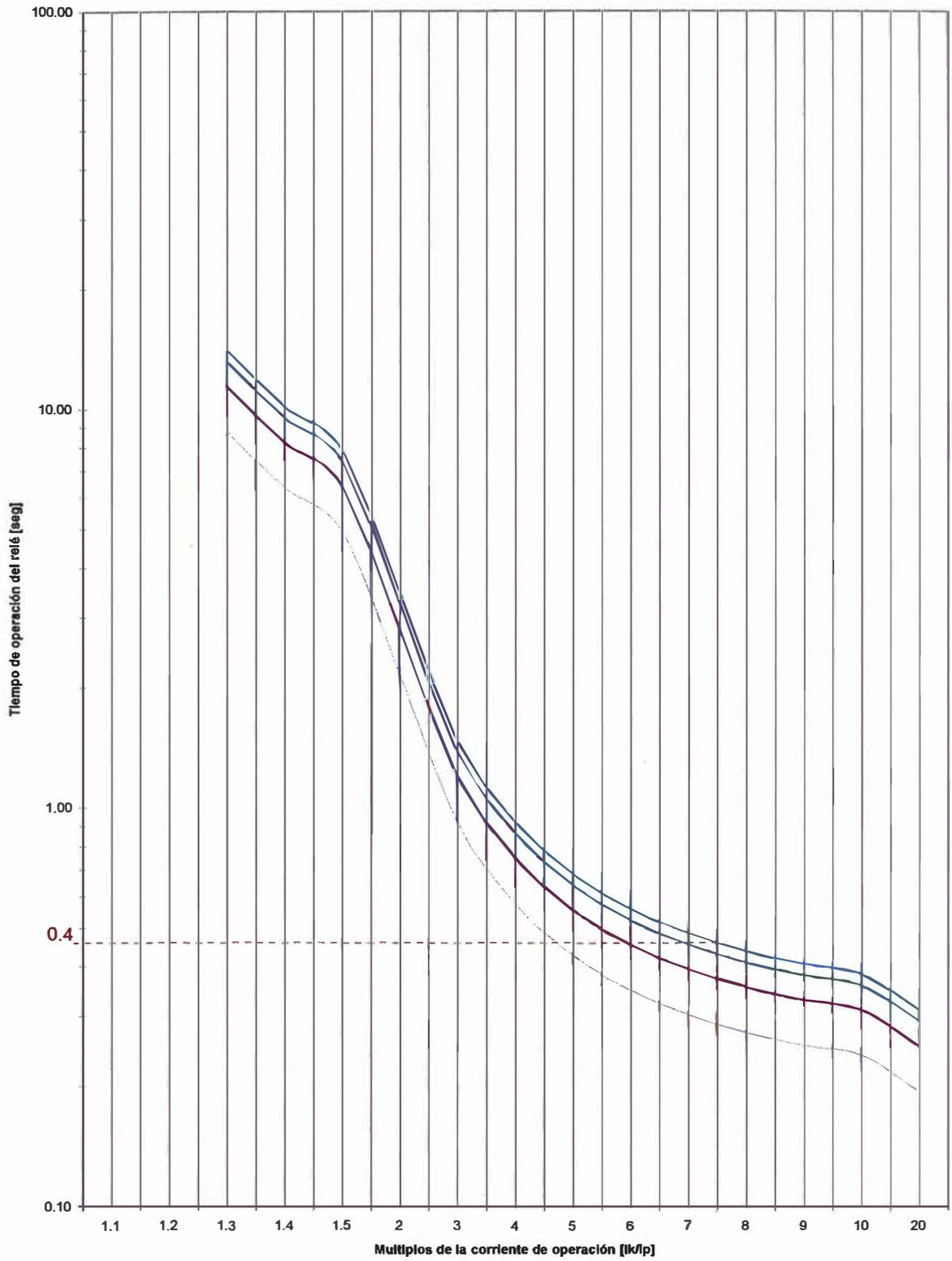
Anexo C1 Interruptor 52-1



Anexo C-2 Interruptor 52-2

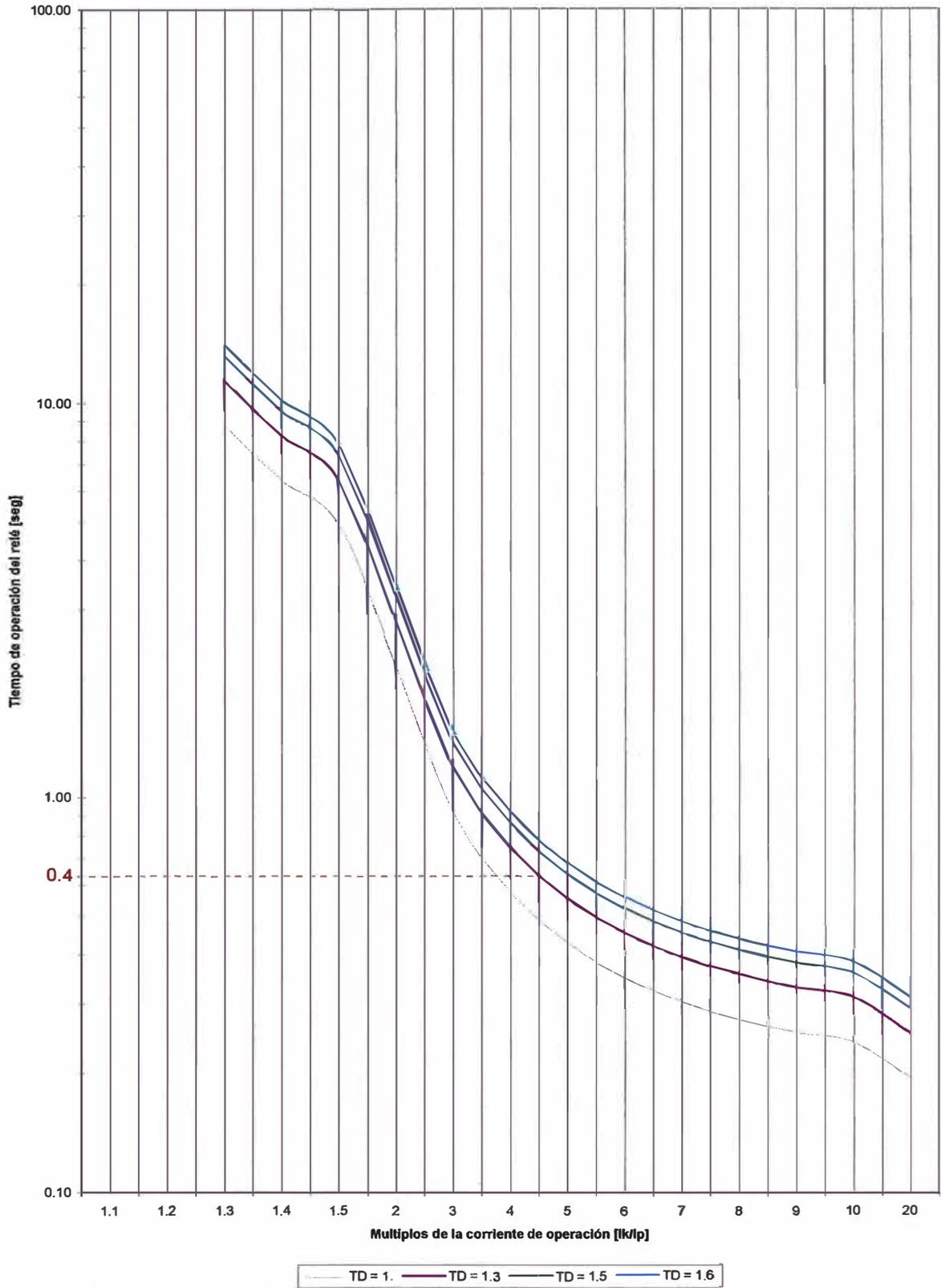


Anexo C3 Interruptor 52-3



TD = 1. TD = 1.3 TD = 1.5 TD = 1.6

Anexo C4 Interruptor 52-4



Anexo C-5 AJUSTES DE LAS PROTECCIONES POR SOBRECORRIENTE

Nodo	Barras de Generación		Barras de Interconexión con el SEIN	Barra Propia AIPSA
	Interruptor de barra [52-1]	Interruptor de Línea [52-2]	Interruptor de barra [52-3]	Interruptor de barra [52-4]
Ubicación del relé				
Corriente de cortocircuito	6.7 kA	6.7 kA	11.3 kA	6.8 kA
T.I.	1500/5	1500/5	1500/5	800/5
CTR	300	300	300	160
Umbral Sobrec. Secundaria.	22.3 A	22.3 A	37.7 A	42.5 A
Tiempo operación del relé [seg]	0.75	0.6	0.48	0.4
Tiempo Total apert. interruptor [seg]	1	0.85	0.73	0.65
Corriente de arranque del relé	5.02 A	5.02 A	5.02 A	9.41 A
M	4.4	4.4	7.5	4.5
Curva I vs t	U2	U1	U2	U2
TD	1.5	1.7	1.6	1.3

T.I. Corriente primaria/secundaria de los transformadores de intensidad
 CTR Relación de transformación de los TI
 M Múltiplos de la corriente de arranque
 TD Múltiplos del tiempo de operación del relé