

**CRITERIOS DE AJUSTE RELÉ MULTIFUNCIONAL SIEMENS 7UM622
PLANTA DE GENERACIÓN DE AMAIME**

**JUAN CAMILO LOZANO HERRERA
JUAN DAVID ORTEGON HENAO**



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÈCTRICA**

**SANTIAGO DE CALI
2013**

**CRITERIOS DE AJUSTE RELÉ MULTIFUNCIONAL SIEMENS 7UM622
PLANTA DE GENERACIÓN DE AMAIME**

**JUAN CAMILO LOZANO HERRERA
JUAN DAVID ORTEGON HENAO**

**Trabajo de grado presentado como requisito
para optar al título de Ingeniero Electricista**

**Directora
Gladys Caicedo Delgado
Ingeniero Electricista, Ph. D**

**Director
Francisco Murcia Polo
Ingeniero Electricista, Ms.C**



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÈCTRICA**

**SANTIAGO DE CALI
2013**

Nota de aceptación

Firma de la Directora

Firma del Director

Firma del jurado

Firma del jurado

Santiago de Cali, Diciembre de 2013

DEDICATORIA

A toda nuestra FAMILIA

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a Dios por guiarnos y sostenernos a lo largo de la carrera pues sin su ayuda incondicional habría sido imposible sobreponerse a las múltiples adversidades de la vida y culminar esta gran meta, escalón fundamental en nuestro desarrollo personal y profesional.

Agradecemos infinitamente el acompañamiento de nuestros padres, toda la paciencia y el apoyo que nos han brindado a lo largo de nuestra vida y sobre todo en el transcurso de la carrera, este logro que hoy conquistamos nos deja una satisfacción profunda que deseamos compartir con ellos por todo el amor que de su parte hemos recibido.

A Laura Alejandra Riascos, esposa de Juan David, por su apoyo incondicional en todo momento, por compartir traspasos y desvelos, por estar dispuesta a corregir errores de redacción, leyéndonos con paciencia y esforzándose por comprender una materia de la cual es completamente ajena.

Agradecemos también a la profesora Gladys Caicedo Delgado, nuestra directora, por brindarnos la oportunidad de trabajar en este proyecto, por su paciencia, cooperación, orientación, críticas, regaños y reflexiones aportados en el desarrollo de este trabajo. Así mismo, al Ing. Francisco Murcia Polo, Gerente de Generación de EPSA, y director del proyecto por brindarnos la oportunidad de trabajar con esta gran empresa.

Al Ingeniero Luis Esteves le agradecemos de manera especial por su disposición para resolver nuestras dudas e inquietudes en todo momento.

Y finalmente, agradecemos a todos nuestros compañeros y amigos de curso, pues esta meta que hoy se cumple es el fruto del trabajo que hombro a hombro hemos construido. Esta gran carrera maratónica que es “Estudiar Ingeniería Eléctrica” ha sido muy difícil de correr, pero las alegrías, las risas, las tristezas, los enojos y las tantas emociones vividas con nuestros compañeros han hecho que disfrutemos al máximo estos años de esfuerzo y dedicación y que podamos hoy decir con alegría que estamos orgullosos de ellos y de nosotros mismos por cruzar la línea de meta, dispuestos continuar corriendo juntos esta carrera que apenas empieza: “Ser Ingenieros Electricistas”.

Juan Camilo Lozano

Juan David Ortigón

RESUMEN

En este trabajo de grado se evaluaron los ajustes de las funciones de protección Sobrecorriente Bidireccional de Tiempo Definido con sello de voltaje (51V), Sobrecorriente Instantánea de Tiempo Definido (50), Sobrecorriente con Restricción de voltaje (51V), Secuencia Negativa (46), Diferencial de Generador (87G), Pérdida de Excitación (40), Potencia Inversa (32), Impedancia (21), Pérdida de Sincronismo (78), Bajo Voltaje (27), Sobre-voltaje (59), implementadas en el relé SIEMENS 7UM62 instalado en el grupo generador transformador de la central de Amaime.

Para cada una de estas funciones de protección se estudiaron los diagramas lógicos. Primero se estudió el significado de cada una de las señales de entrada, se identificaron cuáles eran los datos de ajuste y cuáles eran las variables eléctricas medidas. Los datos de ajuste se calcularon de acuerdo a la norma IEEE Std. C37.102 – 2006, *Guide for AC Generator Protection*, utilizando los parámetros del sistema de Amaime.

Finalmente todos los ajustes de cada función recomendados se compararon con los ajustes actuales del relé de la planta.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	12
CAPÍTULO 1 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE	15
1.1 SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO $I >$ CON SELLO DE VOLTAJE	15
1.2 SOBRECORRIENTE CON CONTROL O RESTRICCIÓN DE VOLTAJE (51V)	20
1.3 SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIEMPO DEFINIDO (50)	28
CAPÍTULO 2 DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)	32
2.1 GENERALIDADES	32
2.2 RELÉ DIFERENCIAL DE PORCENTAJE CON PENDIENTE VARIABLE	33
2.3 RELÉ DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA	34
2.4 ESQUEMA DIFERENCIAL AUTO-BALANCEADO	34
2.5 FUNCIONAMIENTO	35
2.6 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADOR	40
2.7 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES	42
CAPÍTULO 3 POTENCIA INVERSA – MOTORIZACIÓN (32)	44
3.1 GENERALIDADES	44
3.2 FUNCIONAMIENTO	45
3.3 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA...47	
3.4 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES	48

CAPÍTULO 4 SECUENCIA NEGATIVA (46).....	49
4.1 GENERALIDADES	49
4.2 FUNCIONAMIENTO	50
4.3 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA	52
4.4 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES	54
CAPÍTULO 5 PROTECCIONES DE IMPEDANCIA	56
5.1 PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA (21)	56
5.2 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40).....	70
5.3 PÉRDIDA DE SINCRONISMO (78).	81
CAPÍTULO 6 PROTECCIONES DE VOLTAJE.....	91
6.1 BAJO VOLTAJE.....	93
6.2 SOBRE VOLTAJE (59)	98
CONCLUSIONES	103
REFERENCIAS	104

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.1 Conexión de la función de sobrecorriente con sello de voltaje	15
Figura 1.2 Diagrama Lógico de la función sobrecorriente de tiempo definido con sello de voltaje	16
Figura 1.3 Panel de Configuración Habilitado para la función de sobrecorriente con sello de tensión.	17
Figura 1.4 Conexión de la función de sobrecorriente con control o restricción de tensión (51V-C ó 51V-R).....	20
Figura 1.5 Comportamiento de la larranque (U) de la función 51V-R [2]	21
Figura 1.6 Diagrama lógico de la función sobrecorriente con restricción de voltaje.	22
Figura 1.7 Diagrama lógico de la función sobrecorriente con control de voltaje. ...	24
Figura 1.8 Panel de configuración habilitado para la función de sobrecorriente con control o restricción de voltaje.....	25
Figura 1.9 Conexión de la función sobrecorriente instantánea de tiempo definido	28
Figura 1.10 Diagrama lógico de la función sobrecorriente instantánea de tiempo definido	29
Figura 1.11 Panel de Configuración habilitado para la función de sobrecorriente instantánea de tiempo definido.	29
Figura 2.1 Conexión de la función diferencial de generador sincrónico (87G).....	33
Figura 2.2 Característica del relé diferencial de porcentaje.	34
Figura 2.3 Conexión esquema diferencial auto-balanceado.	35
Figura 2.4 Conexión y sentido de las corrientes, en funcionamiento normal.	36
Figura 2.5 Curva característica de estabilización de la protección diferencial.	37
Figura 2.6 Curva característica de estabilización de la protección diferencial con polígono de estabilización.....	37
Figura 2.7 Cortocircuito Interno alimentado por los dos lados.	38
Figura 2.8 Cortocircuito interno alimentado por un solo lado.	39
Figura 2.9 Diagrama Lógico de la función 87G.....	40
Figura 2.10 Panel de Configuración Habilitado para la función Diferencial de Generador.....	40
Figura 3.1 Conexión del relé de potencia inversa y flujos de potencia.	44
Figura 3.2 Diagrama lógico de la función de potencia inversa.....	46
Figura 3.3 Panel de configuración habilitado para la función 32.....	47
Figura 4.1 Conexión de la función secuencia negativa.	49
Figura 4.2 Diagrama lógico de la función secuencia negativa.	50

Figura 4.3 Panel de Configuración Habilitado para la función de secuencia negativa.	53
Figura 5.1 Conexión de la función impedancia.	57
Figura 5.2 Características de disparo de la protección de impedancia.	57
Figura 5.3 Esquema de zonas de impedancia y tiempos de disparo.	59
Figura 5.4 Diagrama lógico de la función de impedancia.	61
Figura 5.5 Panel de Configuración habilitado para el arranque de la función de impedancia.	62
Figura 5.6 Panel de Configuración habilitado para el bloqueo por oscilación de potencia.	65
Figura 5.7 Conexión de la función pérdida de excitación.	70
Figura 5.8 Curva de cargabilidad del generador de la Central de Amaime.	71
Figura 5.9 Diagrama de admitancia de un generador.	72
Figura 5.10 Criterio del estator: Curvas de disparo de respuesta en el diagrama de admitancia.	73
Figura 5.11 Diagrama lógico de la función pérdida de excitación.	74
Figura 5.12 Panel de Configuración habilitado para la función de pérdida de excitación.	75
Figura 5.13 Generador compuesto fuera de sincronismo – Sin regulador de voltaje.	82
Figura 5.14 Circuito equivalente del sistema	83
Figura 5.15 Conexión de la función de protección de pérdida de sincronismo (78)	84
Figura 5.16 Polígono oscilatorio de medida y cuatro curvas de ejemplos.	85
Figura 5.17 Diagrama Lógico de la función de pérdida de sincronismo.	86
Figura 5.18 Panel de configuración de la función de pérdida de sincronismo (78)	87
Figura 5.19 Polígono de Medida con vector de impedancia y ángulo δ	88
Figura 6.1 Conexión del relé de bajo voltaje.	93
Figura 6.2 Diagrama lógico de la función bajo voltaje.	95
Figura 6.3 Panel de Configuración habilitado para la función de bajo voltaje.	96
Figura 6.4 Conexión del relé de sobrevoltaje.	98
Figura 6.5 Diagrama lógico de la función sobrevoltaje.	100
Figura 6.6 Panel de Configuración habilitado para la función de sobrevoltaje.	100

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1.1 Comparación ajustes protección sobrecorriente con sello de tensión. ..	19
Tabla 1.2 Comparación de los ajustes para la función sobrecorriente con control o restricción de voltaje	27
Tabla 1.3 Comparación ajustes protección sobrecorriente instantánea de tiempo definido	30
Tabla 2.1 Comparación ajustes protección diferencial de generador.	42
Tabla 3.1 Comparación ajustes función potencia inversa.	48
Tabla 4.1 Corriente desbalanceada permitida en generadores.	51
Tabla 4.2 Valores típicos de K en generadores.	52
Tabla 4.3 Comparación ajustes protección secuencia negativa.	54
Tabla 5.1 Comparación ajustes protección impedancia.	67
Tabla 5.2 Comparación ajustes protección pérdida de excitación.	78
Tabla 5.3 Comparación con los ajustes actuales de la función de pérdida de sincronismo.	91
Tabla 6.1 Comparación ajustes protección bajo voltaje.	97
Tabla 6.2 Comparación ajustes protección sobrevoltaje.	102

INTRODUCCIÓN

Antiguamente la coordinación de protecciones proponía usar relés electromecánicos de los cuales existía uno para cada función de protección, lo que encarecía adquirir un buen esquema de protección, lo volvía un trabajo engorroso e implicaba gran espacio para su montaje. Sin embargo, por medio de los avances tecnológicos se han implementado los relés numéricos y digitales que son capaces de controlar todas las funciones que se requieran desde un solo equipo llamado “Relé Multifuncional”.

El relé que se encuentra en la Central de Amaime es un relé digital multifuncional fabricado por SIEMENS SIPROTEC de referencia 7UM62, el cual cuenta aproximadamente con 35 funciones de protección y está diseñado bajo las normas IEC 60255 y VDE 0435.

En este trabajo se evaluaron los ajustes de las protecciones de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Amaime, realizado por la firma consultora encargada del montaje de la planta. Estos ajustes se evaluaron según las normas actualizadas:

- *IEEE Std C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection. IEEE Power Engineering Society,*
- *ANSI C50.13 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above. . IEEE Power Engineering Society.*
- *IEEE Std C37.91™-2008 Guide for Protecting Power Transformers. IEEE Power Engineering Society.*
- Resolución CREG 025 de 1995.
- *IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway, NJ. 1995.*

Para este trabajo de grado también se tuvieron en cuenta estudios de ajuste de protecciones en algunas plantas hidroeléctricas de Colombia, tales como:

- CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN. COES SINAC. Diciembre 2005.
- COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE GENERADOR. PLANTA ALTO ANCHICAYÁ. Empresa de Energía de Pacífico EPSA E.S.P. Enero 19 de 2004. Jhon F. Caicedo.
- Estudio de verificación de los ajustes de las nuevas protecciones de las unidades de generación. CHIVOR S.A. E.S.P. 2004-03-04. Mejía Villegas S.A.
- ESTUDIO DE AJUSTE DE PROTECCIONES CENTRAL HIDROELECTRICA SAN CARLOS – CRITERIOS DE AJUSTE. Informe 01. EDWIN ARANGO. 08/09/2009.

- ESTUDIO DE AJUSTE DE PROTECCIONES CENTRAL HIDROELECTRICA BETANIA. Power Transmission and Distribution Servicios de Energía – Región Andina Estudios Eléctricos. O. Rozo, D. Rondón. 25/04/2006.

A nivel nacional se encuentran distintos estudios de protecciones para plantas hidroeléctricas las cuales se consideran importantes en el sistema eléctrico, ya que son plantas de gran potencia. Pero ningún estudio se refiere a la coordinación de protecciones de una Pequeña Central Hidroeléctrica, como lo es el caso de Amaime.

El análisis de cada función de protección se basa principalmente en la realización de los cálculos para los ajustes según la norma *IEEE Std C37.102-2006 IEEE Guide for AC Generator Protection*, guías de estudio de protecciones y algunos estudios de coordinación de protecciones de plantas hidroeléctricas que son citados en las referencias del documento. El primer análisis que se hace es definir el Diagrama Lógico donde se diferencian claramente las entradas y salidas de cada función de protección y su lógica de disparo ante una posible falla del sistema. Luego se explica el funcionamiento del relé para la detección rápida y el disparo oportuno según la configuración de cada función y se detallan cada una de las direcciones a configurar, aclarando que significa cada una de ellas y como es su posible ajuste. Por último, se realiza una tabla comparativa que permite ver los ajustes propuestos y los ajustes actuales para tomar alguna decisión.

En el capítulo 1 se estudiaron las funciones de sobrecorriente, teniendo en cuenta que existen subdivisiones, cada una con parámetros diferentes para ajustar. Cada función de sobrecorriente cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 2 se estudió la función de diferencial del generador. Esta función cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 3 se estudió la función de potencia inversa. Esta función cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 4 se estudió la función de secuencia negativa. Esta función cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 5 se estudiaron las funciones de impedancia, teniendo en cuenta que existen subdivisiones, cada una con parámetros diferentes para ajustar. Cada función de impedancia cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 6 se estudiaron las funciones de voltaje, teniendo en cuenta que existen subdivisiones, cada una con parámetros diferentes para ajustar. Cada

función de voltaje cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 5 se mencionan las funciones de impedancia, teniendo en cuenta que existen subdivisiones, cada una con parámetros diferentes para ajustar. Cada función de impedancia cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

En el capítulo 6 se mencionan las funciones de voltaje, teniendo en cuenta que existen subdivisiones, cada una con parámetros diferentes para ajustar. Cada función de voltaje cuenta con su diagrama de conexión al sistema de potencia, su diagrama lógico, los ajustes propuestos por la norma y la comparación con los ajustes actuales.

CAPÍTULO 1 PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Este capítulo presenta las características de las funciones de sobrecorriente asociadas al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de cada función al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

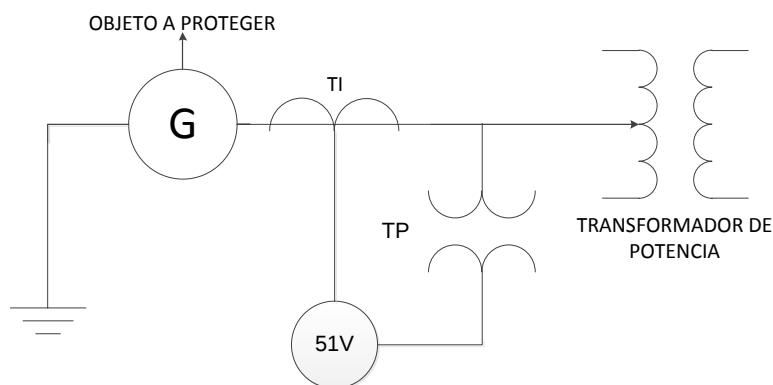
1.1 SOBRECORRIENTE DE TIEMPO DEFINIDO I> CON SELLO DE VOLTAJE

Esta función de sobrecorriente de tiempo definido con sello de voltaje (subtensión), es una función de respaldo.

Esta función protege el devanado de armadura del generador de sobrecorrientes y debe ajustarse de tal forma que no se envíe una señal de disparo ante oscilaciones de carga. La señal de disparo sólo debe ser enviada en condiciones de falla o de carga excesiva.

En la Figura 1.1 se presenta el esquema de conexión para la protección de respaldo la cual necesita señales reales de corriente y tensión.

Figura 1.1 Conexión de la función de sobrecorriente con sello de voltaje



Fuente: Elaboración propia.

1.1.1 Funcionamiento.

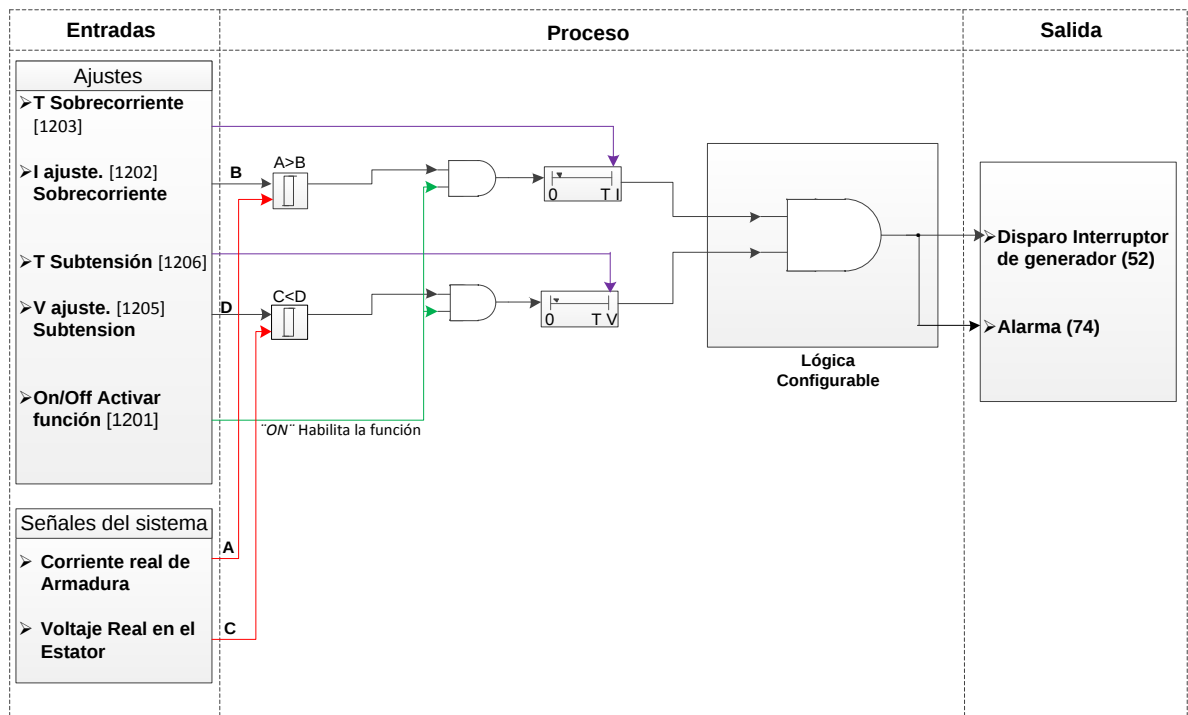
Esta función de protección compara los valores reales de corriente de armadura y de voltaje en terminales del generador con los valores de ajuste correspondientes. En el caso de la corriente, si el valor real supera el valor de ajuste se debe dar inicio a un contador de tiempo de permanencia de sobrecorriente. En el caso del voltaje, si el valor real está por debajo del valor de ajuste se da inicio a otro

contador de tiempo de permanencia de subtensión. Solo si las dos condiciones se mantienen durante el tiempo de ajuste, el relé envía una señal de alarma seguida de una señal de disparo, que abre el interruptor asociado a la armadura del generador. Con esta señal de disparo se busca que el generador no sufra daños ante fallas en el sistema de potencia.

Se presenta a continuación el diagrama lógico de la función (Figura 1.2) de sobrecorriente con sello de voltaje con sus respectivas entradas y salidas. Se presenta el algoritmo interno que el relé sigue para decidir enviar o no enviar la señal de disparo del interruptor asociado a la armadura del generador ante sobrecorrientes.

También se explica el significado de cada una de las señales de entrada y un número llamado dirección, el cual permite al relé ubicarlas. Además, se propone para cada una de las entradas valores según lo estudiado.

Figura 1.2 Diagrama Lógico de la función sobrecorriente de tiempo definido con sello de voltaje



NOTA: La señal "A" es la I real, que se compara con la señal "B" I ajuste. La señal "C" es el V real, que se compara con La señal "D" V ajuste.

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

1.1.2 Criterios de ajuste de la protección sobrecorriente de tiempo definido con sello de voltaje

Los criterios de ajuste se obtienen en el manual del fabricante del relé multifuncional y algunos estudios de coordinación de protecciones [2][8][9][11].

Figura 1.3 Panel de Configuración Habilitado para la función de sobrecorriente con sello de tensión.

No.	Settings	Value
1201	Overcurrent Time Protection I>	ON
1202	I> Pickup	A
1203	T I> Time Delay	sec
1204	State of Undervoltage Seal-in	ON
1205	Undervoltage Seal-in Pickup	V
1206	Duration of Undervoltage Seal-in	sec
1207A	I> Drop Out Ratio	0,9

La dirección 1201 *Overcurrent Time Protection I>* permite activar o desactivar la función de sobrecorriente con sello de voltaje.

En la dirección 1202 *I> Pickup* se debe tener en cuenta el valor secundario del TI y se debe ajustar como una función de sobrecorriente simple entre 1,5 y 2,0 veces la corriente nominal del generador. Para este caso se ajusta como $2 * I_{NG}$ y la relación de los transformadores de corriente es de 800/5.

En la ecuación (1.1) se calcula la corriente nominal del generador.

En la ecuación (1.2) se calcula corriente de *Pickup* del generador en el lado primario.

En la ecuación (1.3) se calcula la corriente *Pickup* en el lado secundario del transformador de corriente.

$$I_{NG} = \frac{11515 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13800 \text{ V}} = 481,7 \text{ A} \quad (1.1)$$

$$I_{PICKUP} = 2 * 481,7 = 963,4 \text{ A} \quad (1.2)$$

$$I_{PICKUP-SECUN} = 963,4 * \frac{5}{800} = 6,0 \text{ A} \quad (1.3)$$

La dirección 1203 *T I> Time Delay* corresponde al ajuste de la temporización de sostenimiento de la sobrecorriente de *Pickup*, es importante escoger un valor de tiempo adecuado de modo que la función cumpla con la selectividad y evite un disparo inadecuado. Teniendo en cuenta que esta función es considerada como de respaldo, conociendo algunos estudios de coordinación de protecciones [5] y

pensando en garantizar la protección de las máquinas de la central de Amaime, el tiempo se ajusta en el valor de 3 segundos.

La dirección 1204 *State of Undervoltage Seal-in* activa o desactiva la función de sello de tensión.

En la dirección 1205 *Undervoltage Seal-in Pickup* se ajusta un valor de tensión de acuerdo a la relación del TP. Este valor de ajuste indica el voltaje mínimo que no se considera subtensión. Para este caso de estudio el sello de voltaje se ajusta como $80\% * V_{NG}$ y de relación del transformador de tensión 13800/120.

En la ecuación (1.4) se calcula el voltaje *Pickup* en el lado primario.

En la ecuación (1.5) se calcula el voltaje *Pickup* en el lado secundario del transformador de potencial

$$V_{PICKUP} = 0,8 * 13800 = 11040 \text{ V} \quad (1.4)$$

$$V_{PICKUP-SECUN} = 11040 * \frac{120}{13800} = 96,0 \text{ V} \quad (1.5)$$

La dirección 1206 *Duration of Undervoltage Seal-in* corresponde al ajuste temporización de sostenimiento de subtensión. Este tiempo se ajusta de tal manera que ante las oscilaciones de carga no se produzca ninguna señal de disparo, sino que el disparo se produzca solo ante subteniones que sobrepasen el tiempo de ajuste. Un valor recomendado es de 4 segundos [2].

La dirección 1207A *I> Drop Out Ratio* se define como la relación de reposición del temporizador del escalón de corriente y se refiere a la relación entre la corriente real y la corriente de arranque de esta función que debe existir para el reinicio de los temporizadores de esta función. Un valor recomendado es de 0,95 [2]

$$RR = \frac{I_{rep}}{I_{arr}} = 0,95 \quad (1.6)$$

1.1.3 Comparación con los ajustes actuales.

En la Tabla 1.1 se presenta la comparación entre los ajustes actuales y los propuestos, basados en la norma IEEE, el manual del fabricante del relé y algunos estudios de coordinación de protecciones.[1][2][5]

Tabla 1.1 Comparación ajustes protección sobrecorriente con sello de tensión.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
1201	S/I I>	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
1202	I> Corriente arranque	0.25 .. 100.00 A	6,0 A	6,0 A
1203	T I> Tiempo sostenimiento sobrecorriente	0.00 .. 60.00 s; ∞	3,0 s	4,0 s
1204	U< Activar sello de tensión	Activar Desactivar	ON	ON
1205	U< Voltaje de arranque	10.0 .. 125.0 V	96,0 V	102,0 v
1206	T I> Tiempo de sostenimiento de subtensión	0.10 .. 60.00 s	4,0 s	4,0 s
1207A	Relación de reposición	0.90 .. 0.99	0,95	0,95

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de Sobrecorriente I> con sello de tensión, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1203 de 4,0 s a 3,0 s, el cual corresponde al tiempo de sostenimiento de sobrecorriente. Este cambio se recomienda para garantizar una acción del relé más rápida y efectiva, pues sostener un valor de sobrecorriente de 2 veces la corriente nominal durante un tiempo tan prolongado puede ocasionar recalentamiento del devanado y posibles daños en los componentes mecánicos del generador.
- En la función de protección de Sobrecorriente I> con sello de tensión, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1408 de 102,0 V a 96,0 V, el cual corresponde al valor de tensión en el lado secundario del transformador de potencial y a partir del cual se considera que hay subtensión. Este cambio se recomienda para brindar selectividad a esta función de respaldo, de manera que sólo se emita un disparo cuando el valor de la tensión real sea igual o

menor al 80% del valor de tensión nominal, porcentaje a partir del cual se considera un estado anormal de trabajo en el generador.

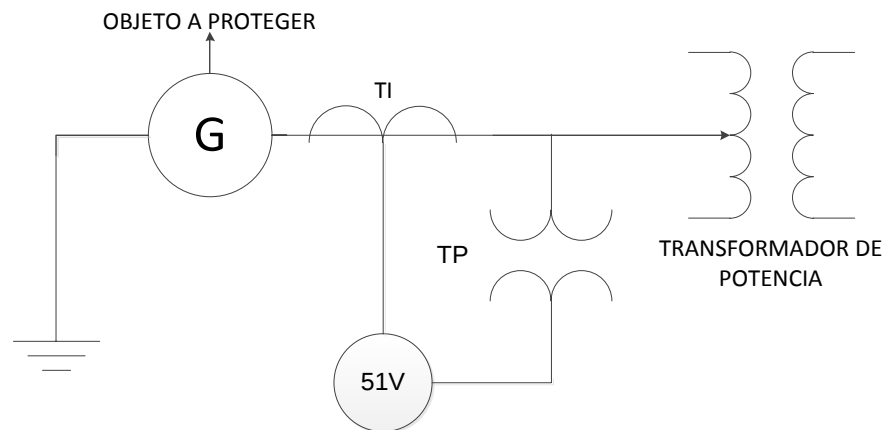
1.2 SOBRECORRIENTE CON CONTROL O RESTRICCIÓN DE VOLTAJE (51V)

Es la función de protección más utilizada como respaldo ante sobrecorrientes de fase del generador y su característica de corriente es de tiempo inverso.

Esta función protege el devanado de la armadura del generador y el ajuste debe garantizar que no existan señales de disparo ante oscilaciones de carga, donde pueden aparecer corrientes altas. La señal de disparo debe enviarse en condiciones de falla y carga excesiva. Esta protección cuenta con una detección de subtensión ajustable, que opcionalmente puede intervenir en la detección de sobreintensidad según dos posibles configuraciones excluyentes: Sobrecorriente con restricción de voltaje (51V-R) y Sobrecorriente con control de voltaje (51V-C).

En la figura No 1.4 se presenta la manera de conectar el relé de sobrecorriente con restricción o control de voltaje (51V) según la norma IEEE std C37-102 2006 *Guide for AC Generator Protection*.

Figura 1.4 Conexión de la función de sobrecorriente con control o restricción de tensión (51V-C ó 51V-R).



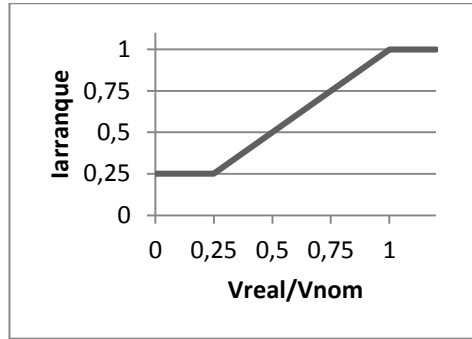
Fuente: Elaboración Propia

A continuación se describen ambas funciones.

1.2.1 Sobrecorriente con restricción de voltaje (51V-R).

La función de sobrecorriente con restricción de voltaje cambia el *pickup* de la unidad de sobrecorriente en proporción a la tensión, lo cual desensibiliza el relé para corrientes de carga mientras que incrementa la sensibilidad para fallas las cuales presentan subtensión, en una característica de función a trozos, como se observa en la Figura 1.5

Figura 1.5 Comportamiento de la larranque (U) de la función 51V-R [2]



Fuente: Elaboración propia.

Las ecuaciones que representan la función de la Figura 1.5 se describen en las ecuaciones (1.7), (1.8) y (1.9).

$$\text{Si: } \frac{V_{real}}{V_n} < 0,25; \text{ entonces } \mathbf{larranque (U)} = 0,25 \mathbf{larranque} \quad (1.7)$$

$$\text{Si: } 0,25 < \frac{V_{real}}{V_n} \leq 1; \text{ entonces } \mathbf{larranque (U)} = \frac{V_{real}}{V_n} \mathbf{larranque} \quad (1.8)$$

$$\text{Si: } 1 \leq \frac{V_{real}}{V_n}; \text{ entonces } \mathbf{larranque (U)} = \mathbf{larranque} \quad (1.9)$$

Donde:

Vreal: Es el voltaje real en terminales.

Vnom: Es el voltaje nominal del generador.

larranque (U): Es la corriente de arranque dependiente de la tensión.

larranque: Es la corriente de arranque a tensión nominal.

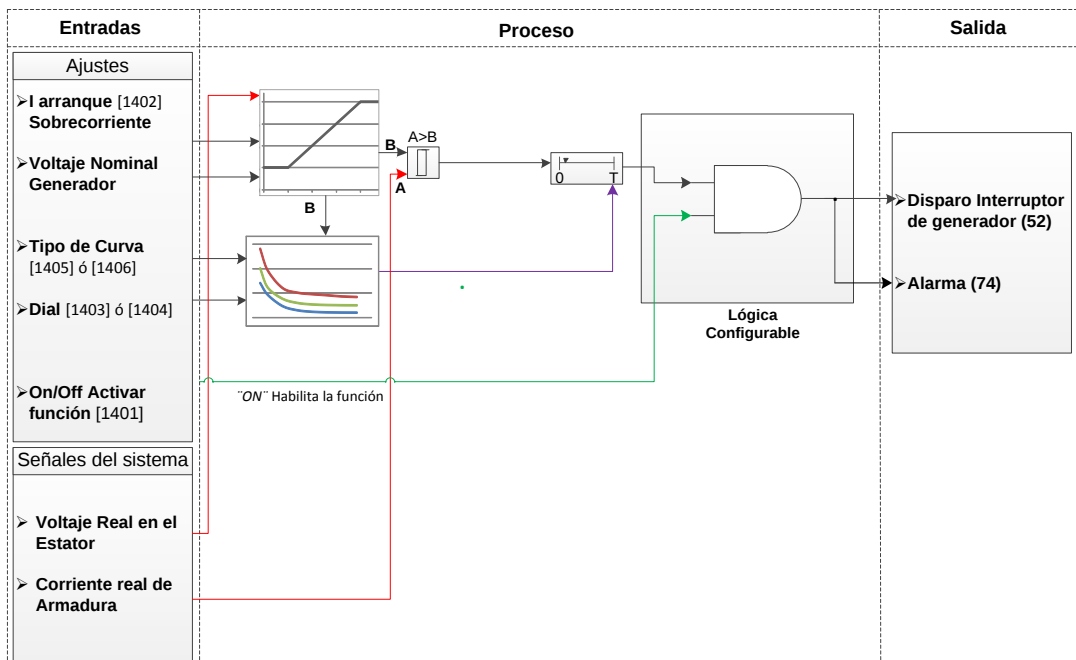
1.2.1.1 Funcionamiento.

Con la medida de la tensión real en terminales del generador, el voltaje nominal de la máquina y la corriente de arranque ajustada, se calcula la corriente de arranque dependiente de la tensión según la característica explicada anteriormente.

Si la medida de corriente real de armadura es mayor que la corriente de arranque calculada, se activa un contador de sostenimiento de sobrecorriente. El tiempo del contador se compara con el tiempo de ajuste de disparo, que el relé obtiene dependiendo de la elección del tipo de curva inversa, del dial y del valor de la corriente de arranque. Cuando el contador alcanza el valor del tiempo de ajuste que fue calculado de la curva de tiempo inverso se genera una señal de alarma y de disparo para la apertura del interruptor asociado a la armadura del generador.

En la Figura 1.6 se ilustra el diagrama lógico de la función 51V-R con sus respectivas entradas y salidas. Con las entradas, ajustes y señales del sistema, el relé define su característica de variación de *pickup* para responder de manera eficiente ante presencia de sobrecorrientes peligrosas en el sistema que van de la mano de subtensiones. Las salidas de esta función corresponden a una señal de alarma y a una señal de disparo del interruptor de la armadura del generador.

Figura 1.6 Diagrama lógico de la función sobrecorriente con restricción de voltaje.



NOTA: La señal "A" es la I real, que se compara con la señal "B" I Arranque (U), dependiente de la tensión real en terminales del generador.

Fuente: Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

1.2.1.2 Criterios de ajuste de la protección sobrecorriente con restricción de voltaje

Los criterios de ajuste para esta función se encuentran en la norma IEEE std. C37-102-2006 sección 4.1.6 y A.2.6

En la ecuación (1.10) se ilustra el cálculo de la corriente de arranque.

En la ecuación (1.11) se calcula la corriente *pickup* en el secundario del TC.

$$I_{arranque} = 1,5 * I_n \quad (1.10)$$

$$I_{arranque} = 1,5 * 481,76 = 722,65 \text{ A} * \text{RTC} = 722,65 * \frac{5}{800} = 4,51 \text{ A} \quad (1.11)$$

La curva de tiempo inverso y el tiempo de dial deben elegirse teniendo en cuenta la coordinación de protecciones de las líneas de transmisión de la planta.

1.2.2 Sobrecorriente con control de voltaje (51V-C).

Esta función se caracteriza porque en condiciones de régimen normal se deshabilita el disparo por sobrecorriente. Pero en condiciones de emergencia de sobrecarga y de fallas, cuando la tensión cae por debajo del valor ajustado, permite el disparo si la corriente real supera el valor de la corriente de ajuste.

La principal diferencia se presenta en que la función con restricción de voltaje explicada anteriormente varía su *pickup* con el objetivo de estar censando sobrecorrientes en cualquier valor de tensión del sistema, mientras que esta se desactiva ante funcionamiento normal y solo censa los valores de corriente cuando se presenta una subtensión por debajo del valor ajustado.

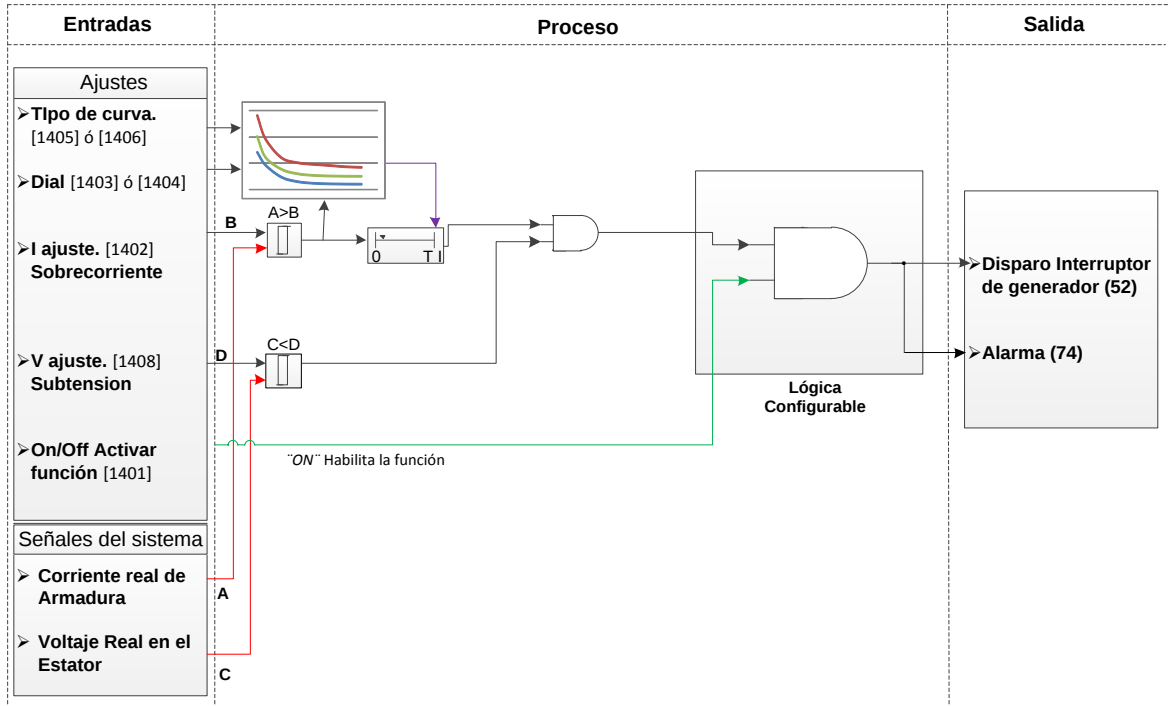
1.2.2.1 Funcionamiento.

Esta función de protección mide la tensión real en terminales del generador; si el voltaje es mayor que el valor de tensión de ajuste (voltaje normal) el relé de sobrecorriente tiene el disparo deshabilitado pero si el valor del voltaje medido es menor que el valor de ajuste (subtensión) el relé de sobrecorriente puede operar.

Se mide la corriente real de armadura y si este valor es mayor que el valor ajustado se da inicio a un contador de sostenimiento de sobrecorriente. El tiempo del contador se compara con el tiempo de disparo, que el relé obtuvo dependiendo de la elección del tipo de curva inversa, el dial y el valor de la corriente de arranque. Luego si el valor de tiempo real es mayor o igual que el valor del tiempo de disparo se genera la señal de disparo para la apertura del interruptor asociado a la armadura del generador.

En la Figura 1.7 se presenta el Diagrama Lógico de la función de sobrecorriente de con restricción de Voltaje.

Figura 1.7 Diagrama lógico de la función sobrecorriente con control de voltaje.



NOTA: La señal "A" es la I real, que se compara con la señal "B" I ajuste. La señal "C" es el V real, que se compara con La señal "D" V ajuste.

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

1.2.2.2 Criterios de ajuste de la protección sobrecorriente con control de voltaje

Los criterios de ajuste para esta función se encuentran en la norma IEEE std. C37-106 2006 sección 4.1.6 y A.2.6

En la ecuación (1.12) se calcula la larranque o I_{pickup} [1].

$$I_{arranque} = 0,5 * I_n \quad (1.12)$$

En la ecuación (1.13) se calcula corriente $pickup$ en el secundario del TC.

$$I_{arranque} = 0,5 * 481,76 = 240,88 \text{ A} * RTC = 240,88 * \frac{5}{800} = 1,50 \text{ A} \quad (1.13)$$

En la ecuación (1.14) se calcula el voltaje de ajustes del relé solo para la función 51V-C [1].

$$V_{ajuste} = 0.75 * V_n \quad (1.14)$$

En la ecuación (1.15) se calcula el voltaje de ajuste en el secundario del TP.

$$V_{ajuste} = 0.75 * 13800 = 10350 * RTP = 10350 * \frac{120}{13800} = 90 \text{ V} \quad (1.15)$$

La curva de tiempo inverso y el tiempo de dial deben elegirse teniendo en cuenta la coordinación de protecciones de las líneas de transmisión de la planta.

1.2.3 Tabla explicativa para ambas funciones.

A continuación se ilustra el panel de configuración dentro del software del relé y se explica cada una de las entradas de la función y su valor de ajuste según lo estudiado.

Figura 1.8 Panel de configuración habilitado para la función de sobrecorriente con control o restricción de voltaje.

No.	Settings	Value
1401	Inverse O/C Time Protection Ip	ON
1402	Ip Pickup	A
1403	T Ip Time Dial	sec
1405	IEC Curve	Very Inverse
1407	Voltage Influence	
1408	U< Threshold for Release Ip	

La dirección 1401 *Inverse O/C Time Protection Ip* permite activar o desactivar la función de sobrecorriente de tiempo inverso 51V.

En la dirección 1402 *Ip Pickup* corresponde a la corriente de arranque del secundario, por lo tanto debe tenerse en cuenta el valor de la relación del TI y cuál de las funciones se quiere activar 51V-C ó 51V-R según cada criterio de ajuste explicado anteriormente.

La dirección 1403 *T Ip Time Dial* corresponde al ajuste del Dial de la característica de corriente de tiempo inverso tipo IEC asociada a este tipo de función. Este dial se calcula teniendo en cuenta la ecuación que describe la característica de corriente de tiempo inverso que se elija. Para el caso de la central de Amaime se ajusta la función de sobrecorriente con restricción de tensión y se elige como curva característica la *IEC Very Inverse*. La ecuación 1.16 describe esta curva característica.

$$top = \frac{13,5}{\frac{I_{falla}}{I_{(u) pickup}} - 1} * Dial (s) \quad (1.16)$$

Teniendo en cuenta que la corriente de arranque para esta función es $I_{arranque} = 1,5 In$ y que es una función de respaldo, El dial se calcula para que la protección opere en un tiempo de 400 ms ante una falla trifásica en barras de 13,8 kV [8][9][11].

La corriente ante una falla trifásica en las barras de 13,8 kV es $I_{falla} = 1,94 kA$, el voltaje en terminales del generador $V_{L-L} = 0 V$ entonces según la ecuación (1.7) $I_{(u) pickup} = 0,25 I_{arranque} = 0,25 * 722,65 = 180,66 A$. Ahora se despeja de la ecuación (1.16) el dial y se calcula. [4][7][9][11].

$$top * \frac{\frac{I_{falla}}{I_{(u) pickup}} - 1}{13,5} = 0,400 * \frac{\frac{1940}{180,66} - 1}{13,5} = 0,3 Dial \quad (1.17)$$

De la ecuación (1.17) se justifica el Dial en un valor de 0,30 s.

La dirección 1404 *D* corresponde al ajuste del Dial de la característica de corriente de tiempo inverso tipo ANSI asociada a este tipo de función.

En la dirección 1405 *IEC Curve* se elige una característica entre las opciones de las curvas de corriente de tiempo inverso tipo IEC: Inversa, Inversa Alta o Extremadamente Inversa. Para el caso del ajuste de los parámetros de la central de Amaime se escogerá la curva *IEC Very Inverse* en concordancia con la coordinación de protecciones de línea de la planta [4].

En la dirección 1406 *ANSI Curve* se elige una característica entre las opciones de las curvas de corriente - tiempo inverso tipo ANSI: Muy Inversa, Inversa, Moderadamente Inversa, Extremadamente Inversa o Inversa Definida

En la dirección 1407 *Voltage Influence* se escoge cual va a ser la influencia del voltaje en la función: de control (51V-C) o de restricción-Dependencia (51V-R).

La dirección 1408 *U< Threshold for Release Ip* se ajusta para la función de sobrecorriente con control de voltaje y se debe tener en cuenta la relación del TP. Este valor de ajuste indica el voltaje mínimo que no se considera subtensión.

1.2.4 Comparación con los ajustes actuales.

En la Tabla 1.2 se realiza la comparación entre los ajustes propuestos y los ajustes que están instalados actualmente en la central de Amaime.

Tabla 1.2 Comparación de los ajustes para la función sobrecorriente con control o restricción de voltaje

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
1401	S/I t.inv.	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
1402	Iajuste (ajuste de corriente)	0.50 .. 20.00 A	4,51 A	4,50A
1403	T Iajuste	0.05 .. 3.20 s; ∞	0,30 s	0,30 s
1405	Característica IEC	Inversa Inversa alta Extrem. inversa	Very Inverse	Very Inverse
1407	Influencia de la Tensión	ninguna Control tensión Depend. tensión	51V-R	51V-R
1408	Vajuste	10.0 .. 125.0 V	90,0 V	75,0 V

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de Sobrecorriente con restricción de tensión 51V-R, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1205 de 75,0 V a 90,0 V, el cual corresponde al valor de tensión que se debería ajustar si se estuviera configurando la función como 51V-C con control de tensión. Este cambio no influye en la función que se pretende ajustar en el presente trabajo, sin embargo, la dirección se debe llenar, razón por la cual resulta importante conocer el valor que debe tener, y que, según la norma Guía, es del 75% de la tensión nominal secundaria.

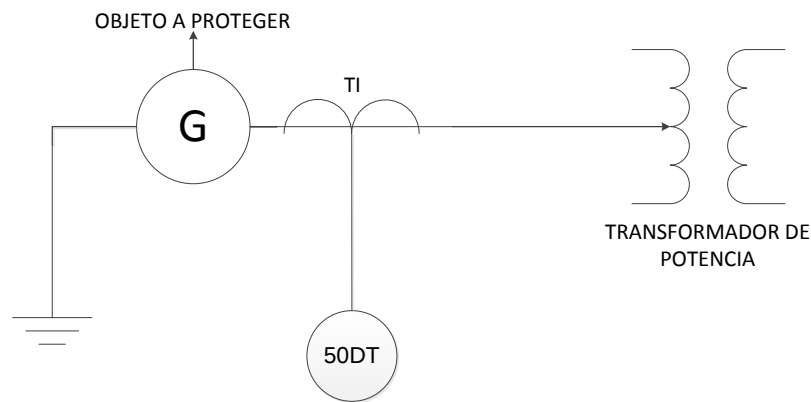
1.3 SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA DE TIEMPO DEFINIDO (50)

Esta función de sobrecorriente instantánea de tiempo definido es una función de respaldo, la cual protege el devanado de armadura del generador de sobrecorrientes que puedan aparecer por fallas en el sistema de potencia.

La señal de disparo sólo debe ser enviada en condiciones de falla o de carga excesiva.

En la Figura 1.9 se presenta el esquema de conexión para la protección de sobrecorriente instantánea de tiempo definido.

Figura 1.9 Conexión de la función sobrecorriente instantánea de tiempo definido



Fuente: Elaboración propia.

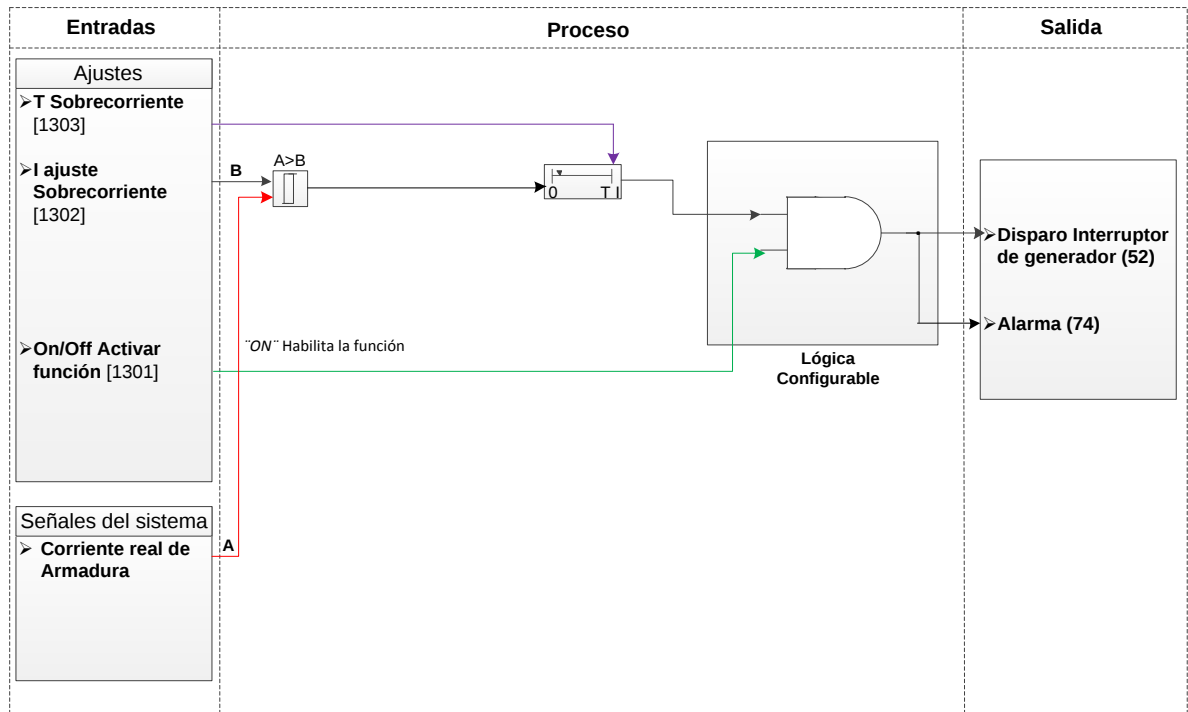
1.3.1 Funcionamiento

Esta función compara la corriente real de armadura del generador y la corriente de ajuste. Este valor de ajuste se establece de acuerdo con las condiciones en que se instala el relé, por lo que depende del sistema de potencia en el que se trabaje. Luego que la corriente real alcanza un valor igual o mayor al de ajuste, se activa un contador de sostenimiento de sobrecorriente que al llegar al tiempo de ajuste ya establecido, actúa enviando una señal de disparo al interruptor de armadura asociado al generador.

En el caso de la central de Amaime, no existe una protección instantánea, sino una protección de sobrecorriente de tiempo definido.

El funcionamiento de esta función se puede entender a través del diagrama funcional de la Figura 1.10:

Figura 1.10 Diagrama lógico de la función sobrecorriente instantánea de tiempo definido



NOTA: La señal “A” es la I real, que se compara con la señal “B” I ajuste.

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

1.3.2 Criterios de ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea de tiempo definido

Los criterios de ajuste de esta función se obtienen por medio de la norma y algunos estudios de coordinación de protecciones [9].

Figura 1.11 Panel de Configuración habilitado para la función de sobrecorriente instantánea de tiempo definido.

No.	Settings	Value
1301	Overcurrent Time Protection I>>	ON
1302	I>> Pickup	A
1303	T I>> Time Delay	sec

Luego de estudiar la norma, se procede a construir los criterios de ajuste, cada uno con su respectivo cálculo y explicación.

Dirección 1301: Permite activar o desactivar la función de sobrecorriente instantánea de tiempo definido. *Overcurrent Time Protection I>>: ON*

En la dirección 1302 – *I>> Pickup* según [1], este cálculo se debe efectuar con el 75% de la máxima corriente de corto, que para el caso Amaime es una falla trifásica en barras de 34,5 kV, y dividiendo entre la relación de transformación:

$$I_{\text{arranque}} = 0,75 * I_{cc3\phi\ 34,5kV} = 0,75 * 1940\ A = 1455\ A / 160 = 9,09\ A \quad (1.18)$$

En la dirección 1303 – *T I>> Time Delay* para evitar disparos indeseados, se calcula el tiempo de operación como respaldo alternativo. Este tiempo se recomienda sea mayor al de la segunda zona del relé de impedancia, es decir, *Toperación = 600 ms*. Al pasar este tiempo de retardo, el relé emite una señal de disparo.

1.3.3 Comparación con los ajustes actuales

En la Tabla 1.3, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a [1] y los ajustes actuales del relé de protección en estudio.

Tabla 1.3 Comparación ajustes protección sobrecorriente instantánea de tiempo definido

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
1301	S/I >>	Desactivar Activar Bloq. relé disp.	ON	ON
1302	I>>	0.25 .. 100.00 A	9.09 A	8.50 A
1303	T I>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.6 s	0.85 s

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección sobrecorriente instantánea de tiempo definido, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1302 de 8,50 A a 9,09 A, y que corresponde a la corriente pickup, o corriente de arranque de la función. Este cambio se recomienda porque anteriormente se ajustaba al 70% de la máxima corriente de corto, y según [1], se debe ajustar al 75% de la corriente máxima.

- En la función de protección sobrecorriente instantánea de tiempo definido, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1303 de 0,85 seg. a 0,60 seg, el cual corresponde al tiempo de retardo de la corriente pickup. Este cambio se recomienda porque es una protección de respaldo de la protección de impedancia, por lo tanto, se ajusta con el tiempo más largo de las zonas de impedancia, y la zona que tiene el tiempo más largo de ajuste es la Zona Z2. Al ser respaldo de la zona 2 se ajusta con el tiempo de retardo de esta zona. En caso de que la zona 2 de la protección de impedancia no vea una falla, se asume que esta protección reacciona de inmediato.

CAPÍTULO 2 DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)

Este capítulo presenta las características de la función diferencial de generador sincrónico asociada al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de la función al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

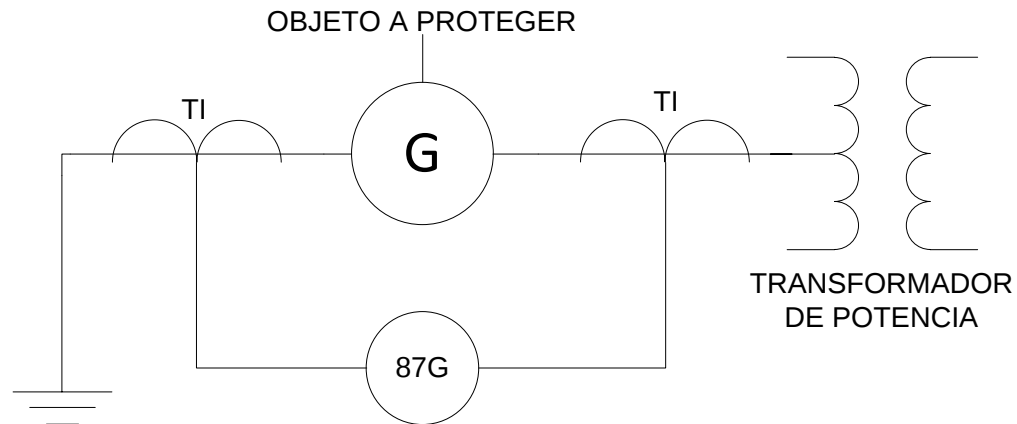
2.1 GENERALIDADES

La protección diferencial es una función dedicada a la detección de fallas de fases en el estator del generador y se ha convertido en una de las funciones principales debido a que en estas fallas, se presentan muy altas corrientes que en la mayoría de las ocasiones producen daños muy graves, lo cual provoca parada total de la máquina con reparaciones que pueden durar varios meses y pérdidas económicas importantes para la compañía. Es preciso señalar que la situación se dificulta con este tipo de fallas debido a que la apertura del interruptor no disipa la corriente de falla, que sigue siendo alimentada por la energía almacenada en el campo o de remanencia.

Ante este tipo de fallas en generadores, las protecciones usadas más comúnmente son las consideradas protecciones de rápida velocidad con el fin de minimizar los daños. Por esta razón, es usual utilizar relés diferenciales de alta rapidez, los cuales pueden detectar fallas trifásicas, fallas fase a fase, fallas doble fase a tierra y algunas fallas fase a tierra dependiendo de la impedancia de conexión del neutro a tierra. La zona protegida de esta función está limitada por medio de los transformadores de corriente como lo muestra la Figura 2.1.

Para la detección de fallas de fase existen tres tipos de relés Diferenciales de alta rapidez: Diferencial de porcentaje, Diferencial de alta impedancia y el esquema Diferencial auto-balanceado.

Figura 2.1 Conexión de la función diferencial de generador sincrónico (87G).



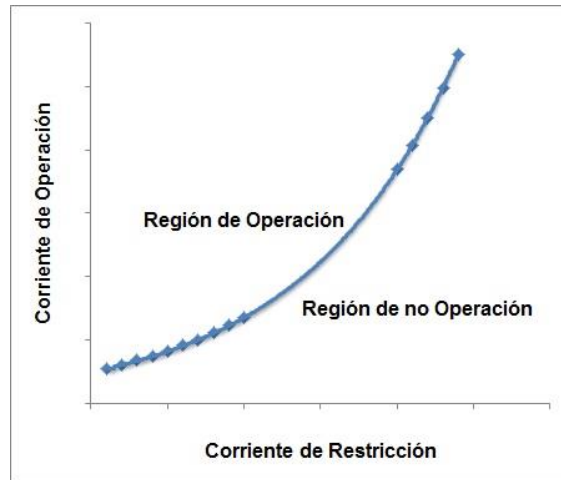
Fuente: Elaboración propia.

2.2 RELÉ DIFERENCIAL DE PORCENTAJE CON PENDIENTE VARIABLE

La protección diferencial de porcentaje con pendiente variable es la forma de relé diferencial más usada para la protección de generadores (ver Figura 2.2). En este tipo de función, el porcentaje de variación de la pendiente es cerca del 5% para valores pequeños de corriente y hasta 50% o más para altos valores de corriente (Figura 2.2). Esta característica permite que el relé sea muy sensible ante fallas internas e insensible ante errores de corriente de los transformadores de medida en graves fallas externas.

En un esquema de protección de un relé diferencial de porcentaje deben ser usados transformadores de corriente con características idénticas. No obstante, es importante destacar que usar la misma precisión normalizada de transformadores de corriente no garantiza tener las mismas características reales, estas características deben ser verificadas [2].

Figura 2.2 Característica del relé diferencial de porcentaje.



Fuente: Elaboración propia.

2.3 RELÉ DIFERENCIAL DE ALTA IMPEDANCIA

Este relé discrimina entre las fallas internas y externas por el voltaje que aparece en el relé. En fallas externas el voltaje es bajo mientras que en las fallas internas el voltaje es considerado alto.

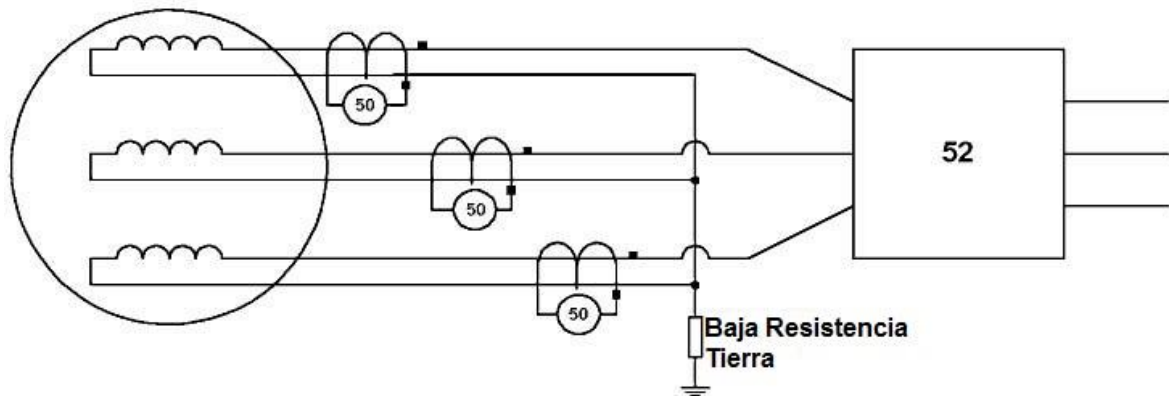
El relé puede ser ajustado para fallas trifásicas o fase a fase a 2% de la corriente nominal del generador.

Los transformadores de corriente utilizados para esta configuración deben tener características idénticas y tener un valor despreciable de reactancia de dispersión.

2.4 ESQUEMA DIFERENCIAL AUTO-BALANCEADO

El esquema diferencial auto-balanceado ha sido usado para fallas de fase y tierra en pequeños generadores con baja resistencia de conexión de neutro a tierra como lo muestra la Figura 2.3. En este caso, ambos extremos del devanado pasan por el transformador de corriente tipo ventana y cualquier diferencia entre la corriente que entra y la que sale es detectada por el relé de sobrecorriente instantáneo.

Figura 2.3 Conexión esquema diferencial auto-balanceado.



Fuente: IEEE STD C37.102-2006

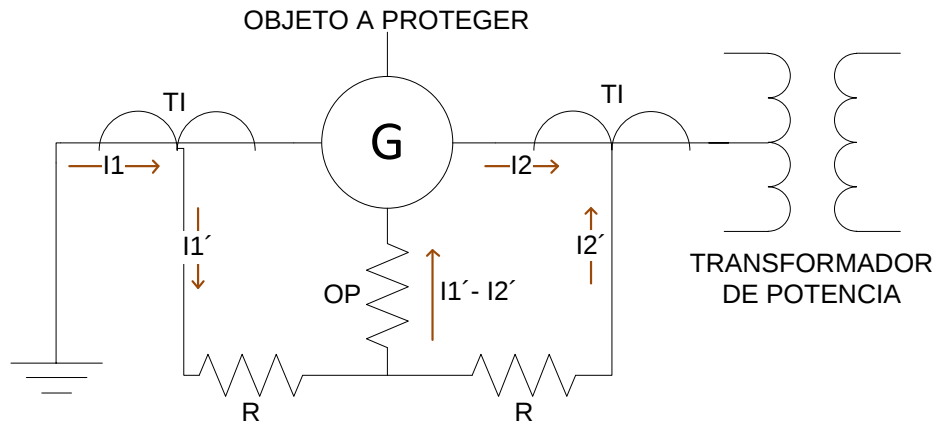
Este esquema proporciona mucha sensibilidad para la protección ante fallas de fase y tierra debido a que los transformadores de corriente permiten observar la diferencia de corriente que en condiciones nominales es cero. Por esto se admite el uso de transformadores de corriente de baja designación de exactitud y baja relación de transformación. La medida de la diferencia de la corriente permite al relé diferencial ser muy sensible para la detección de fallas muy pequeñas en el interior del estator. Sin embargo, es importante conocer la característica de saturación del transformador de corriente para asegurar la operación del relé ya que por su baja relación de transformación cualquier falla ocasionaría una corriente en el secundario de casi 20 veces la corriente nominal.

En el caso de la central de Amaime se cuenta con un relé multifuncional Siemens 7UM622 que proporciona la protección diferencial de porcentaje con pendiente variable, caso explicado anteriormente.

2.5 FUNCIONAMIENTO

De manera general, un relé diferencial mide la corriente real de entrada y de salida del objeto a proteger. Para el caso un Generador sincrónico, se mide la corriente en la misma fase como se muestra en la Figura 2.4. El relé calcula la diferencia de la corriente $I_{DIF} = |I1' - I2'|$ y decide si genera señal de disparo al interruptor dependiendo de la curva característica de la protección.

Figura 2.4 Conexión y sentido de las corrientes, en funcionamiento normal.



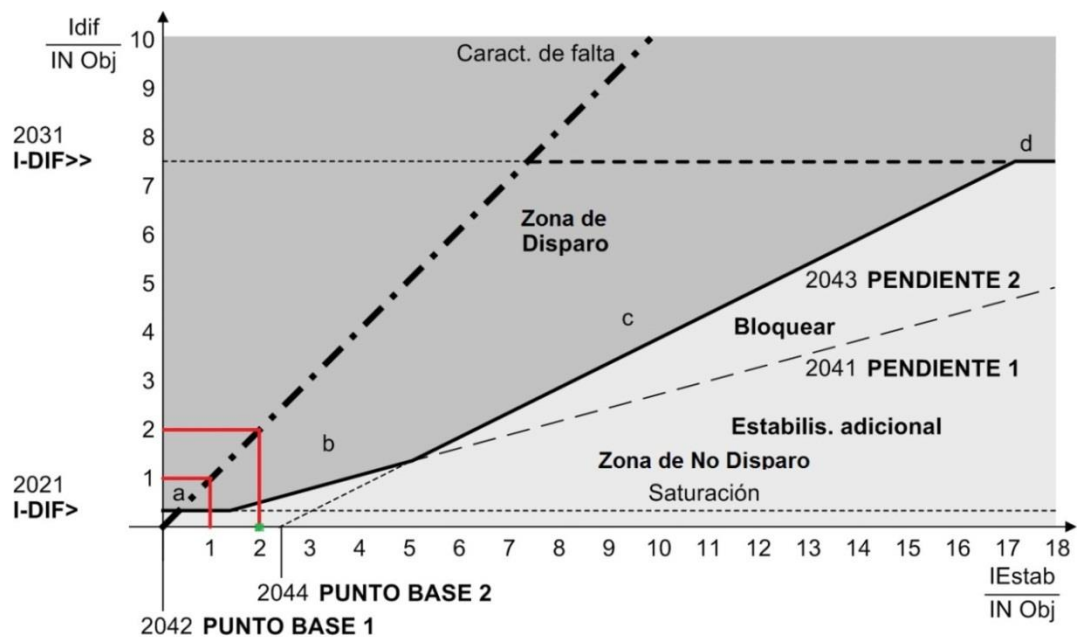
Fuente: Elaboración propia.

La protección diferencial asociada al relé SIEMENS cuenta con una curva característica de falla similar a la de la Figura 2.5. Esta curva permite evitar el disparo indeseado de la protección que se obtiene con las corrientes diferenciales que existen en el sistema eléctrico de potencia en funcionamiento normal, como:

- Las corrientes de magnetización del elemento protegido. Cantidad constante.
- El error en la relación de transformación de los transformadores de corriente, este es proporcional a los valores de corriente.
- El error debido a la característica de saturación de los transformadores de corriente, que para corrientes pequeñas es insignificante pero para grandes corrientes debe ser considerada.

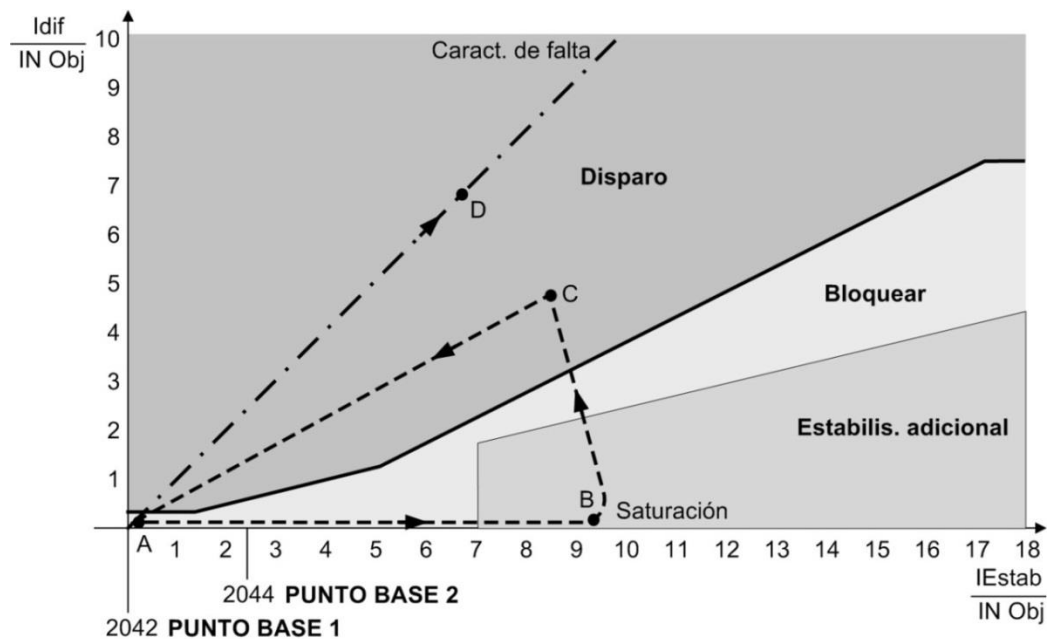
En la Figura 2.6 se presenta la curva característica de la función con el polígono de estabilización adicional por efecto de la saturación de los TC's.

Figura 2.5 Curva característica de estabilización de la protección diferencial.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

Figura 2.6 Curva característica de estabilización de la protección diferencial con polígono de estabilización.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

Para garantizar que la función de protección actúe según la curva característica de falla, el relé debe crear una variable llamada corriente de estabilización, que corresponde la suma de las corrientes $I_{Estab} = |I1'| + |I2'|$.

En el “eje y” se encuentra la relación I_{DIF}/I_{NObj} que se refiere a la proporción de la corriente diferencia real sobre la corriente nominal del objeto. En el eje x se encuentra la relación I_{Estab}/I_{NObj} que se refiere a la proporción de la corriente de estabilización sobre la corriente nominal del objeto.

Para entender la manera cómo actúa la protección según la Figura 2.5 se citaran tres ejemplos:

1. Funcionamiento normal o de falla externa, sentido de las corrientes Figura 2.4 donde $I1' = I2'$.

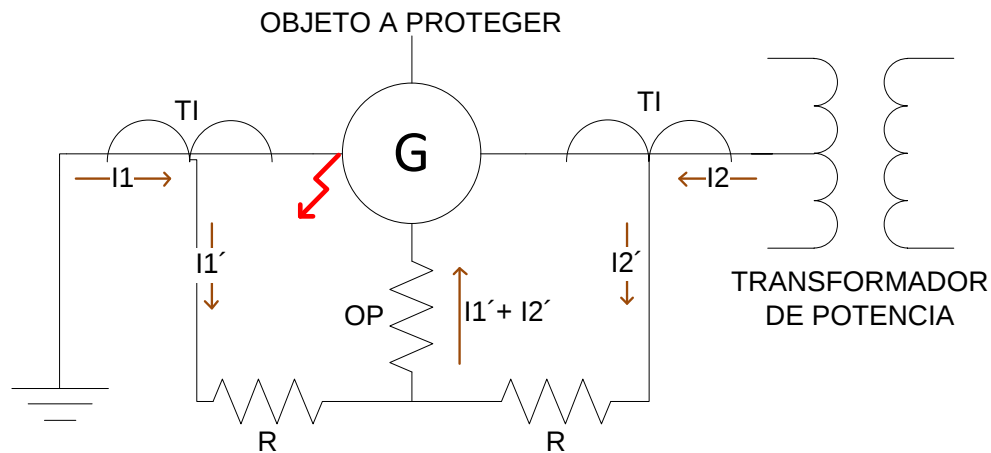
$$I_{DIF} = |I1' - I2'| = 0$$

$$I_{Estab} = |I1'| + |I2'| = 2I1'$$

Según la curva característica, NO HAY DISPARO.

2. Cortocircuito interno, alimentado por los dos lados Figura 2.7. La corriente $I2'$ invierte el sentido. Corrientes de igual magnitud para el ejemplo $I1' = I2'$.

Figura 2.7 Cortocircuito Interno alimentado por los dos lados.



Fuente: Elaboración propia.

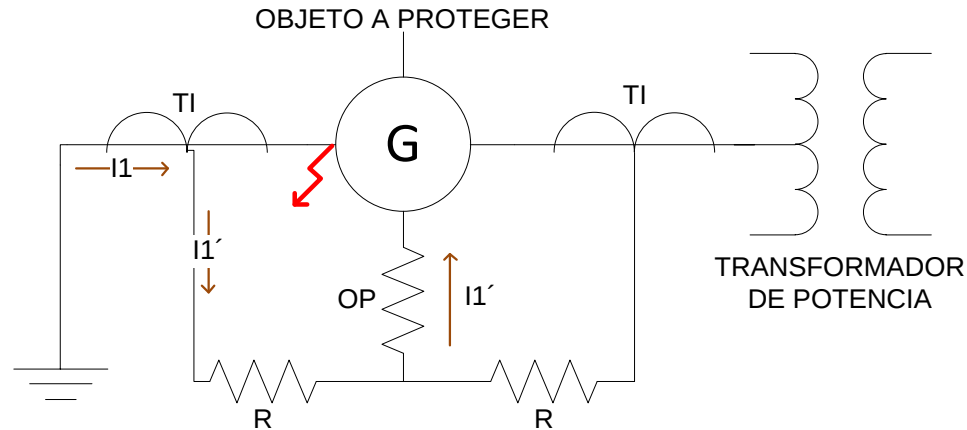
$$I_{DIF} = |I1' + I2'| = 2I1'$$

$$I_{Estab} = |I1'| + |I2'| = 2I1'$$

Según la curva característica HAY DISPARO, esta situación corresponde a la recta a 45°, recta Línea-Punto Figura 2.5.

3. Cortocircuito interno alimentado por un solo lado, entonces $I_2 = I_2' = 0$. Figura 2-8.

Figura 2.8 Cortocircuito interno alimentado por un solo lado.



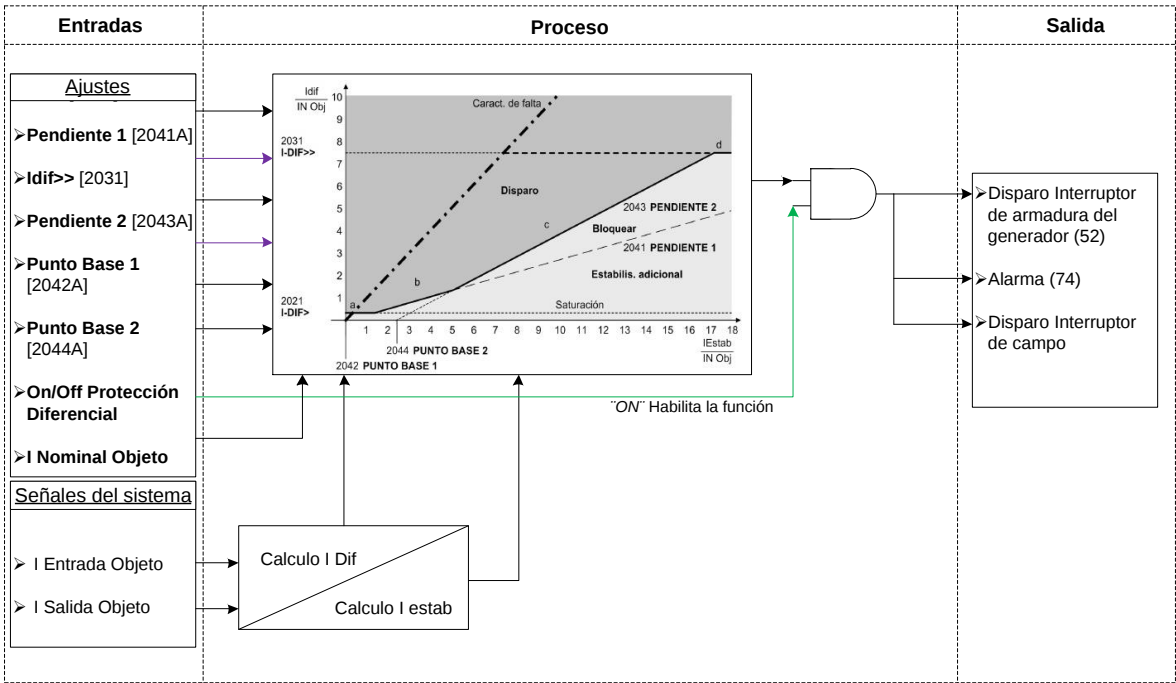
$$I_{DIF} = |I_1' - 0| = I_1'$$

$$I_{Estab} = |I_1'| + |0| = I_1'$$

Según la curva característica HAY DISPARO, esta situación corresponde a la recta a 45°, recta Línea-Punto Figura 2-5

A continuación se presenta el diagrama lógico de la función diferencial de generador 87G con sus entradas y salidas. En las entradas se pueden diferenciar dos grupos: Ajustes y Señales del Sistema. Con todas las entradas el relé define su curva característica de disparo para responder ante fallas en el sistema. Las salidas de esta función corresponden a una señal de alarma, disparo de interruptor de campo, de armadura de la máquina y del primo motor.

Figura 2.9 Diagrama Lógico de la función 87G.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

2.6 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADOR

Los criterios de ajuste para esta función se encuentran en la norma IEEE std. C37-102-2006 sección 4.3.2.1 y A.2.5.

Figura 2.10 Panel de Configuración Habilitado para la función Diferencial de Generador.

No.	Settings	Value
2021	Pickup Value of Differential Curr.	MnO
2026A	T I-DIFF> Time Delay	sec
2031	Pickup Value of High Set Trip	MnO
2036A	T I-DIFF>> Time Delay	sec
No.	Settings	Value
2041A	Slope 1 of Tripping Characteristic	
2042A	Base Point for Slope 1 of Charac.	MnO
2043A	Slope 2 of Tripping Characteristic	
2044A	Base Point for Slope 2 of Charac.	MnO
2061A	Pickup for Add-on Stabilization	MnO
2062A	Duration of Add-on Stabilization	Cycle
2063A	Time for Cross-blocking Add-on Stabiliz.	Cycle

En la dirección 2021 *Pickup Value of Differential Current I-DIF>*, se define como la corriente diferencia de arranque que en el caso de generadores se define como $0,1 I/In0$ [1].

En la dirección 2026A T *I-DIF> Time Delay* se refiere al tiempo de sostenimiento de la diferencia de corrientes que para este caso es instantáneo [1].

La dirección 2031 *Pickup Value of High Set Trip I-DIF>>*, se define un segundo umbral de respuesta de diferencia de corrientes. En este caso el disparo se realiza independientemente del valor de la corriente de estabilización y para generadores se calcula teniendo en cuenta su reactancia transitoria [2]:

En la ecuación (2.1) se calcula la *I-DIF>>* como el recíproco de la reactancia transitoria.

$$I - DIF \gg = \frac{1}{X'd} I_N = \frac{1}{0,25} I_N = 4 I_N \quad (2.1)$$

La dirección 2036A T *I-DIF>> Time Delay* se refiere al tiempo de sostenimiento de la diferencia de corrientes que para este caso es instantáneo [1].

La dirección 2041A *Slope 1 of Tripping Characteristic* se refiere a la pendiente 1, la primera pendiente de la característica de disparo del relé diferencial Figura 2-5. Para el caso de generadores hidráulicos con transformadores de corriente idénticos se define como un buen valor 0,15 [2].

La dirección 2042A *Base Point for Slope 1 Characteristic* se refiere al punto base 1 de la primera pendiente y para empezar es un buen valor el origen $0 I/In0$ [2][9].

La dirección 2043A *Slope 2 of Tripping Characteristic* se refiere a la pendiente 2, la segunda pendiente de la característica de disparo del relé diferencial Figura 2.5. Para el caso de generadores hidráulicos se define como un buen valor 0,5 [2][9].

La dirección 2044A *Base Point for Slope 2 Characteristic* se refiere al punto base 2 desde donde empieza la segunda pendiente y de este valor depende el tamaño del área de disparo. Para evitar disparos indeseados se escoge un valor de $2,5 I/In0$ [2][9].

La dirección 2061A *Pickup for Add-on Stabilization* hace referencia al valor de corriente donde se debe realizar la estabilización adicional por saturación de los transformadores de corriente. Para generadores hidroeléctricos se considera $4,0 I/In0$ como un valor adecuado [2][9].

En la dirección 2062A *Duration of Add-on Stabilization* se debe ingresar el número de ciclos para la estabilización adicional, para este caso es de 15 ciclos [2][9].

En la dirección 2063A *Time for Cross-blocking Add-on Stabilization* se debe ingresar un valor de tiempo en ciclos de bloqueo al disparo ante fallas externas con estabilización adicional. También es considerado como un buen tiempo es de 15 ciclos [2][9].

2.7 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES

En la siguiente Tabla se presenta la comparación entre los ajustes montados actualmente y los propuestos, basados en la norma IEEE, el manual del fabricante del relé y algunos estudios de coordinación de protecciones.

Tabla 2.1 Comparación ajustes protección diferencial de generador.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
2021	Idif>	0.05 .. 2.00 I/InO	0,10 I/InO	0,16 I/InO
2026A	T Idif>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,00 s	0,00 s
2031	Idif>>	0.5 .. 12.0 I/InO; ∞	4,00 I/InO	7,50 I/InO
2036A	T Idif>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,00 s	0,00 s
2041A	Pendiente 1	0.10 .. 0.50	0,15	0,15
2042A	Punto Base 1	0.00 .. 2.00 I/InO	0,00 I/InO	0,00 I/InO
2043A	Pendiente 2	0.25 .. 0.95	0,50	0,25
2044A	Punto Base 2	0.00 .. 10.00 I/InO	2,50 I/InO	1,60 I/InO
2061A	I Estabilización	2.00 .. 15.00 I/InO	4,00 I/InO	4,00 I/InO
2062A	T duración Estabilización Adicional	2 .. 250 *IP; ∞	15 Ciclos	15 Ciclos
2063A	T Bloqueo de disparo por Fallas externas	2 .. 1000 *IP; 0; ∞	15 Ciclos	15 Ciclos

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección Diferencial de generador, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 2021 de 0,16 I/InO a 0,10 I/InO, el cual corresponde a la diferencia de corriente mínima necesaria a partir de la cual se da inicio a la operación del relé. Este cambio se recomienda para que el relé actúe ante una

diferencia de corrientes del 10% I_n , emita la señal de disparo al interruptor y se puedan evitar posibles daños en el generador. Se recomienda la corrección del valor de ajuste de esta dirección con base en indicaciones de la norma Guía.

- En la función de protección Diferencial de generador, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 2031 de 7,50 I/ I_n O a 4,00 I/ I_n O, el cual corresponde a la corriente diferencial de disparo inmediato. Este cambio se recomienda según las indicaciones del manual del fabricante del relé y de los estudios de coordinación de protecciones consultados.
- En la función de protección Diferencial de generador, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 2043A de 0,25 a 0,50, y que se refiere a la pendiente 2 de la característica de disparo. Este cambio se recomienda para garantizar la selectividad del relé, reduciendo un poco el área de disparo para que ante posibles corrientes diferenciales que aparezcan sin ser consideradas fallas, esta función no actúe.
- En la función de protección Diferencial de generador, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 2044A de 1,60 I/ I_n O a 2,50 I/ I_n O, y que se refiere al punto base 2 de la característica de disparo. Este cambio se recomienda para garantizar la selectividad del relé, reduciendo un poco el área de disparo para que ante posibles corrientes diferenciales que aparezcan sin ser consideradas fallas, esta función no actúe.

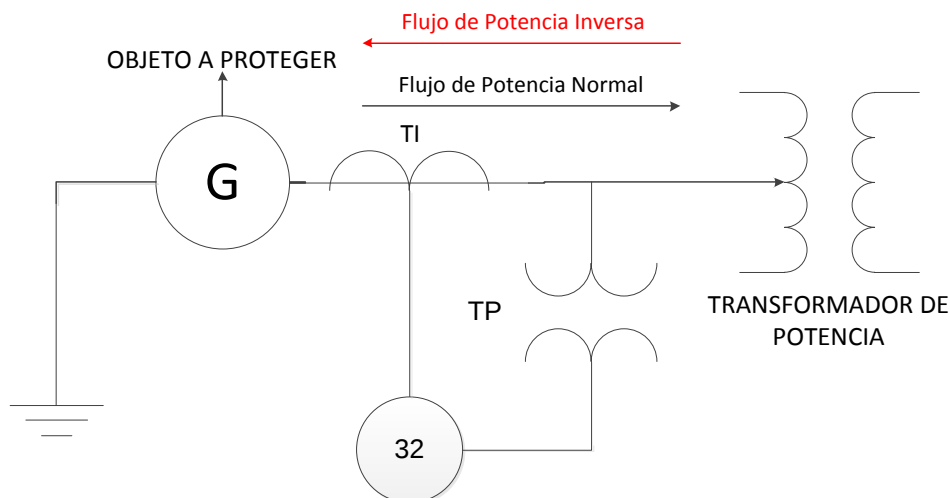
CAPÍTULO 3 POTENCIA INVERSA – MOTORIZACIÓN (32).

Este capítulo presenta las características de la función potencia inversa o también llamada motorización asociada al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de la función al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

3.1 GENERALIDADES

La motorización de un generador se produce cuando el suministro de energía del primo motor se interrumpe mientras el generador se encuentra conectado a la red. Cuando esto ocurre, el generador toma energía de la red para suplir sus pérdidas y continuar en movimiento. En este caso el generador actúa como un motor síncrono que impulsa al primo motor que, en estas condiciones, puede sufrir daños graves. En la figura 3.1 se ilustra la conexión de la protección de potencia inversa de un generador.

Figura 3.1 Conexión del relé de potencia inversa y flujos de potencia.



Fuente: Elaboración Propia.

Para un generador la motorización no representa una falla eléctrica grave, mucho menos si la máquina puede operar como compensador síncrono. Sin embargo, en los generadores de Amaime cuyo primo motor son turbinas hidráulicas de reacción tipo Francis, la motorización causa cavitación en los álabes debido al bajo flujo de agua y esto lleva al deterioro de la turbina. Por esta razón, esta

función debe ser ajustada para que, ante la motorización del generador se produzca el disparo del interruptor de potencia y se proteja la turbina.

Los ajustes de esta función dependen de las características particulares de cada primo motor. En el caso de las turbinas hidráulicas, como en la Central de Amaime, cuando el nivel de agua a la entrada de la turbina es máximo, los alabes quedan sumergidos en el agua, teniendo una potencia inversa nula, pero cuando el nivel del agua es bajo, la potencia inversa puede incrementarse entre 0,2 y 2,0% de la potencia nominal, por lo que se requiere ajustar el relé para ser sensible a pequeños cambios, con el fin de evitar que a niveles muy bajos de potencia las fallas no sean detectadas.

3.2 FUNCIONAMIENTO

El sistema define la motorización cuando el flujo de potencia se direcciona hacia el generador y este actúa como motor. La protección de potencia inversa del relé siemens 7UM622 de la central de Amaime, calcula la potencia activa a partir de los componentes simétricas de las ondas fundamentales reales de las tensiones y corrientes con base en los últimos 16 ciclos en cada caso [2]. El cálculo se realiza mediante la ecuación (3.1):

$$P = V * I * \cos \phi \quad (3.1)$$

Donde ϕ corresponde al valor del ángulo entre el voltaje en terminales y la corriente de armadura.

En la ecuación 3.1 el valor de la potencia calculada corresponde al valor de la potencia activa total. El resultado de esta ecuación puede ser positivo o negativo dependiendo del valor del $\cos \phi$. Así, cuando el flujo de potencia es normal el $\cos \phi$ es positivo, y cuando el flujo de potencia es inverso el $\cos \phi$ es negativo.

El relé permite calcular la potencia activa con exactitud incluso con una potencia aparente elevada y un $\cos \phi$ pequeño, pero se debe tener en cuenta el error del ángulo producido por los transformadores tensión y de corriente. La corrección se realiza por medio de un ángulo constante de corrección W_0 que se determina y ajusta en la instalación del relé al ingresar los datos de la planta. [2] De manera que la ecuación (3.1) se convierte en la ecuación (3.2):

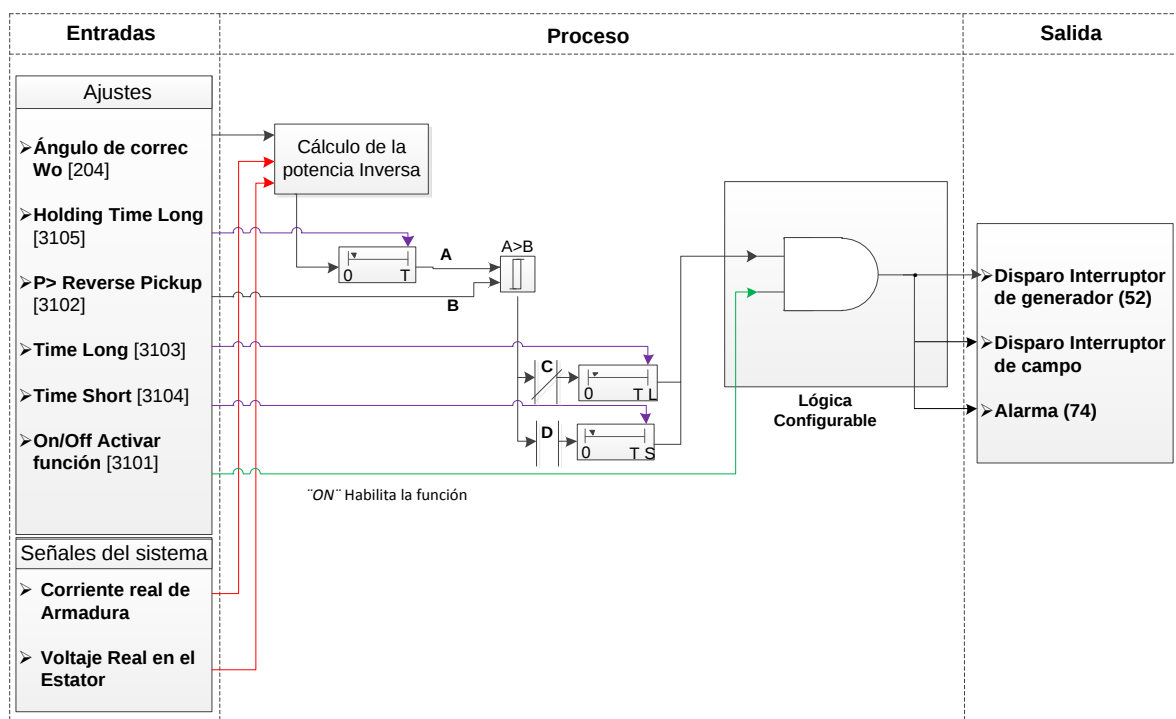
$$P = I * V * \cos (\phi + W_0) \quad (3.2)$$

Esta función se debe ajustar con un tiempo de retardo en el disparo del interruptor para cuando el generador se está sincronizando y se detecta potencia inversa sin que haya necesariamente motorización.

Paralelamente, se deben ajustar otros dos tiempos de retardo o de sostenimiento de potencia inversa sin ejecución de la orden de disparo, para condiciones de funcionamiento normal del generador, es decir, para cuando éste ya se ha sincronizado. Estos tiempos de retardo dependen del estado de la válvula de cierre rápido del flujo de agua de la turbina: si esta válvula se encuentra abierta, un contacto normalmente cerrado procurará un tiempo de retardo largo; pero si esta válvula se encuentra cerrada, condición que hace que la motorización sea una falla más grave, el tiempo de retardo será corto. Cumplido cualquiera de los dos tiempos se procede a una señal de alarma, disparo del interruptor de potencia asociado a la máquina y disparo del interruptor de campo.

En la figura 3.2 se ilustra el diagrama lógico de la función de potencia inversa.

Figura 3.2 Diagrama lógico de la función de potencia inversa



NOTA: La señal "A" es la potencia inversa real, que se compara con la señal "B" potencia de ajuste. Los contactos binarios "C" y "D" son contactos de la válvula de cierre de flujo de agua

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

A continuación se describe cada una de las señales de entrada.

3.3 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA.

Los criterios de ajuste para esta función se encuentran en la norma IEEE std. C37-102-2006 sección 4.5.5.3 y A.2.9, también en el manual de fabricante y algunos estudios de coordinación de protecciones.

Figura 3.3 Panel de configuración habilitado para la función 32.

No.	Settings	Value
3101	Reverse Power Protection	
3102	P> Reverse Pickup	%
3103	Time Delay Long (without Stop Valve)	sec
3104	Time Delay Short (with Stop Valve)	sec
3105A	Pickup Holding Time	sec

La dirección 3101 *Reverse Power Protection* permite activar o desactivar la función de potencia inversa.

En la dirección 3102 *P> Reverse Pickup* se debe ajustar el porcentaje de la potencia nominal con signo negativo a partir del cual se detecta la potencia inversa. El valor de esta potencia para generadores con turbinas hidráulicas de reacción como lo es el caso de la central de Amaime se debe ajustar entre 0,2% a 2% de la potencia nominal, según la sensibilidad requerida. Se define como un buen valor a ajustar el 1,5 % [6][9][10][13].

En la dirección 3103 *Time Delay Long (without Stop Valve)* el relé de potencia inversa cuenta con un tiempo de retardo largo, en el cual la válvula de cierre de la turbina está abierta. Según el manual del fabricante y algunos estudios se recomienda un valor de aproximadamente 10 s. [2][9][10][11]

En la dirección 3104 *Time Delay Short (with Stop Valve)* El relé de potencia inversa cuenta con un tiempo de retardo corto en el caso en que la válvula de cierre de la turbina este cerrada. Según el manual del fabricante se recomienda una valor de aproximadamente 1 s. [2]

La dirección 3105A *Pickup Holding Time* se define como el valor de tiempo de retardo donde la función no actúa debido a oscilaciones de potencia producidas por el cierre del interruptor en la sincronización del generador. Se recomienda un tiempo de 30 s [9].

3.4 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES

En la siguiente Tabla se presenta la comparación entre los ajustes montados actualmente y los propuestos, basados en la norma IEEE, el manual del fabricante del relé y algunos estudios de coordinación de protecciones.

Tabla 3.1 Comparación ajustes función potencia inversa.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
3101	Reverse Power Protection	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
3102	P> Reverse Pickup	-30.00 .. -0.50 %	-1,50 %	-1,20 %
3103	Time Delay Long (without Stop Valve)	0.00 .. 60.00 s; ∞	10,0 s	10,0 s
3104	Time Delay Short (with Stop Valve)	0.00 .. 60.00 s; ∞	1,0 s	1,0 s
3105A	Pickup Holding Time	0.00 .. 60.00 s; ∞	30,0 s	0,00 s

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de potencia inversa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3102 de -1,20 % a -1,50 %, que corresponde al porcentaje de potencia nominal máximo que un generador puede consumir de la red. Este cambio se recomienda para garantizar la selectividad ante oscilaciones de carga en las que el generador puede consumir un poco de potencia de la red, pero que no se consideran dañinas para el primo motor.
- En la función de protección de potencia inversa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3105A de 0,0 s a 30,0 s, y que corresponde a un tiempo de retardo para que la protección no actúe. Este cambio se recomienda para garantizar que el relé no emita la señal de disparo en el momento de la sincronización del generador.

CAPÍTULO 4 SECUENCIA NEGATIVA (46)

Este capítulo presenta las características de la función de secuencia negativa asociada al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de la función al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

4.1 GENERALIDADES

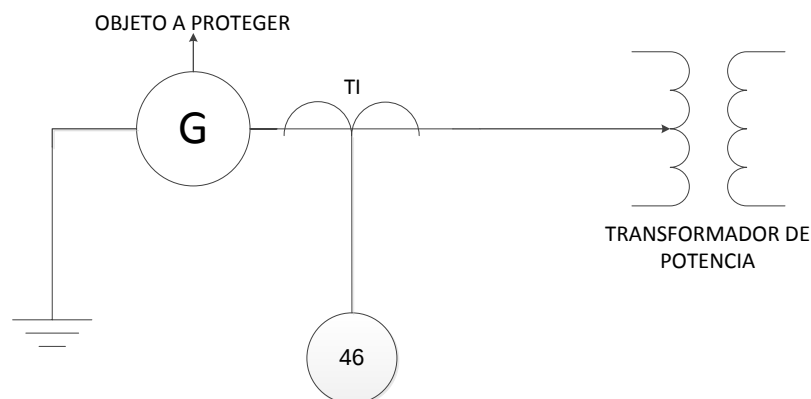
La protección de secuencia negativa o también llamada sobrecarga desequilibrada, sirve para detectar cargas asimétricas de máquinas trifásicas y de cortocircuitos monofásicos y bifásicos en los cuales las intensidades de falla son menores que las intensidades máximas de carga [2]. Estas corrientes de secuencia negativa giran en una secuencia de fase opuesta a la dirección de la corriente normal o de secuencia positiva.

El relé de secuencia negativa se usa para proteger el generador del calentamiento excesivo en el rotor como resultado de las corrientes desbalanceadas en el estator. La componente de secuencia negativa induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor, la cual fluye a través de los anillos de retención, los slot de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo.

Las causas más comunes para que aparezcan corrientes desbalanceadas son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas), cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador.

En la Figura 4.1 se presenta el esquema de conexión para la protección de secuencia negativa.

Figura 4.1 Conexión de la función secuencia negativa.



Fuente: Elaboración propia.

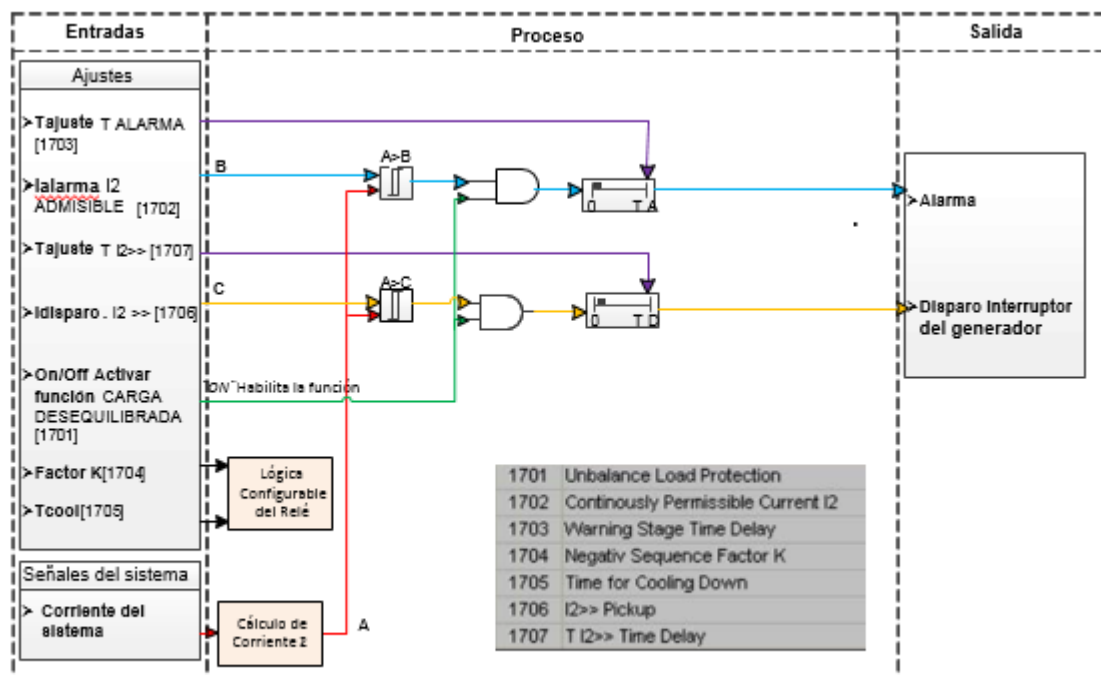
Este relé toma como referencia la corriente de armadura del generador, por esto, el transformador de corriente utilizado se encuentra ubicado en los terminales de salida del generador. El valor de corriente de secuencia negativa medido es comparado en el relé con los valores de ajuste previamente establecidos, para evitar que alguna sobrecorriente desbalanceada haga daño al generador. Los ajustes establecidos son de corriente y tiempo.

4.2 FUNCIONAMIENTO

Este relé funciona a través de dos etapas. Para la primera etapa el relé calcula continuamente la corriente de secuencia negativa I_2 , la cual compara con la corriente de ajuste ya establecida. Si la corriente I_2 real supera la corriente de ajuste menos del 30%, empieza un contador a funcionar y al llegar al ajuste de tiempo, que por lo general es largo, se produce una señal de alarma. Para el segundo ajuste, si el porcentaje de corriente real es mayor al 30%, el ajuste de tiempo debe ser muy pequeño, de tal forma que ante incrementos súbitos de corriente de secuencia negativa, el relé dará una señal de disparo rápido.

El funcionamiento de este relé se puede entender a través del diagrama funcional de la Figura 4.2.

Figura 4.2 Diagrama lógico de la función secuencia negativa.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

A continuación se explica cada uno de los ajustes a programar en el relé.

La dirección 1701, protección de carga desequilibrada, es el bloqueo de la función, permite activar o desactivar el bloqueo de la función.

En la dirección 1702 se ajusta el porcentaje de I_2 admisible o de alarma. La capacidad de corriente desbalanceada continua que puede permitirse en un generador está definida en [3]. Un generador deberá ser capaz de soportar sin daño, los efectos de una corriente desbalanceada continua correspondiente a una corriente de secuencia de fase negativa I_2 . Esta se selecciona de los valores consignados en la Tabla 4.1, previendo que los kVA nominales no sean excedidos [2].

Tabla 4.1 Corriente desbalanceada permitida en generadores.

Tipo de generador	Características		I_2 (%)
<i>Polo Saliente</i>	Con devanados amortiguadores		10
	Sin devanados amortiguadores		5
<i>Rotor Cilíndrico</i>	Indirectamente refrigerado		10
		< 960 MVA	8
	Directamente refrigerado	961 - 1200 MVA	6
		1202 - 1500 MVA	5

Fuente: ANSI C50.13

Dirección 1703: Temporización del escalón de alarma. Es el ajuste de tiempo que da una señal de alarma cuando el valor admisible de la magnitud de corriente de secuencia negativa I_2 es excedido [2] (ajuste hecho en la dirección 1702).

Dirección 1704: Factor K. El valor de la constante K depende de la máquina y representa el tiempo en segundos durante el cual el generador puede llegar al 100% de carga de desbalance. El fabricante de la máquina debe especificar cuál es el factor de asimetría permitido para su máquina, con el fin de determinar el máximo tiempo al que puede estar expuesta a una corriente de secuencia negativa dada. En caso de no especificarse, de acuerdo con la Tabla 4.2 de la referencia [3], se puede encontrar los valores típicos de K en generadores dependiendo de su tipo de construcción.

Tabla 4.2 Valores típicos de K en generadores.

Tipo de generador	Características		K
Generador de Polo Saliente			40
Condensador Sincrónico			30
Tiempo del generador de rotor cilíndrico	Indirectamente refrigerado		20
	Directamente refrigerado	0 - 800 MVA	10
		801 - 1600 MVA	-

Fuente: ANSI C50.13

Dirección 1705: Tiempo de enfriamiento del modelo térmico. El tiempo de enfriamiento, corresponde al tiempo que se requiere para que la temperatura de la máquina pase del 100% al 0%. Si el fabricante del generador no suministra este valor, el tiempo de enfriamiento se puede calcular asumiendo que el tiempo de enfriamiento es igual al tiempo de calentamiento de máquina y por lo tanto puede ser utilizada la ecuación 4.1 [2].

$$t_{cool} = \frac{K}{\left(\frac{I_{2perm}}{I_N} \right)^2} \quad (4.1)$$

Dirección 1706: Intensidad de arranque $I_2 >>$. Las fallas asimétricas también dan lugar a grandes magnitudes de corrientes de secuencia negativa. Este ajuste detecta cortocircuitos asimétricos en la red [2]. De acuerdo con el manual del relé, se recomienda un ajuste entre el 60 y 65% de corriente de secuencia negativa para que se produzca disparo del interruptor. Esta función a diferencia de la protección 50DT, permite detectar corrientes de falla a intensidad nominal [2], debido a que fallas monopolares y bipolares son pequeñas a comparación de las sobrecorrientes que se puedan presentar en el sistema.

1707: Temporización T $I_2 >>$. Es el tiempo que debe transcurrir luego de haber llegado y/o sobrepasado el valor de intensidad de arranque $I_2 >>$ (Dirección 1707), para que haya un disparo en el interruptor. Este tiempo debe ser pequeño para que el relé emita la señal de disparo rápidamente.

4.3 CRITERIOS DE AJUSTE DE LA FUNCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA

Los criterios de ajuste se obtienen por el manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de

coordinación de protecciones. La Figura 4.3 explica la función de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 4.3 Panel de Configuración Habilitado para la función de secuencia negativa.

No.	Settings	Value
1701	Unbalance Load Protection	ON
1702	Continously Permissible Current I_2	%
1703	Warning Stage Time Delay	sec
1704	Negativ Sequence Factor K	sec
1705	Time for Cooling Down	sec
1706	$I_2 \gg$ Pickup	%
1707	T $I_2 \gg$ Time Delay	sec

Dirección 1701: Para que esta función se encuentre activada, el relé se ajusta en ON.

Dirección 1702: I_2 admisible. Teniendo en cuenta la Tabla 4.1 y que el generador de la central de Amaime es de Polos Salientes con devanados amortiguadores, el ajuste de la dirección 1702 se ajusta a $I_2 = 10.0\%$. Una vez el relé detecte esta corriente, se activa el contador que da paso a una señal de alarma.

Dirección 1703: Temporización del escalón de alarma. Teniendo en cuenta que el relé tiene un rango de ajuste entre 0s y 60s, en [2] se recomiendan tiempos entre 5s y 30s, de tal forma que pasado este tiempo se produzca una señal de alarma. Para el ajuste en la planta de Amaime se propone un ajuste de $T_{Alarma} = 30.00$ sec de acuerdo con las referencias [7] y [12]. Este ajuste se justifica debido a que este valor de corriente no implica daños graves en el generador.

Dirección 1704: Factor K. De la Tabla 4.2 se establece que para los generadores de Polos Salientes (Como los de Amaime) y teniendo en cuenta las referencias [10] y [12], se concluye que para esta dirección se tiene un ajuste con un $K = 40s$. Este factor K como ya se explicaba anteriormente depende del tipo de generador y sus características, teniendo en cuenta que este factor puede tomar valores entre 10s y 40s.

Dirección 1705: Tiempo de enfriamiento del modelo térmico. Teniendo en cuenta que $K = 40$ (Dirección 1704) y el máximo porcentaje admisible para $I_2 = 10\%$ (Dirección 1702) entonces:

$$t_{cool} = \frac{40}{(0.05)^2} = 10989s \quad (4.2)$$

El ajuste del tiempo de enfriamiento es $T_{enfriamiento} = 10989s$.

Dirección 1706: Intensidad de arranque $I_2 >>$. Siguiendo la recomendación de [2] y teniendo en cuenta los ajustes hechos en [10], [11] y [12], se propone un ajuste de $I_2 >> 60,0 \%$, debido a que es el porcentaje de corriente de secuencia negativa en el cual el relé detecta una falla real en el sistema.

1707: Temporización $T I_2 >>$. Este tiempo debe ser pequeño, por lo tanto, siguiendo las recomendaciones del preajuste de [2], de los tiempos dispuestos en [9], [10] y [11], se propone un ajuste de $T I_2 >> 2 \text{ seg.}$

4.4 COMPARACIÓN CON LOS AJUSTES ACTUALES

En la Tabla 4.3, se muestra la comparación entre los ajustes propuestos de acuerdo a [1], [2], [3], [10] y [12], y los ajustes actuales del relé de protección en estudio.

Tabla 4.3 Comparación ajustes protección secuencia negativa.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
1701	PROT. CARG. DESEQ	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
1702	I_2 ADMISIBLE	3.0 .. 30.0 %	10,00%	5,00%
1703	T ALARMA	0.00 .. 60.00 s; ∞	30.00 sec	60.00 sec
1704	FACTOR K	1.0 .. 100.0 s; ∞	40 sec	1.0 sec
1705	T ENFRIAMIENTO	0 .. 50000 s	10989 sec	400 sec
1706	$I_2 >>$	10 .. 200 %	60%	30%
1707	$T I_2 >>$	0.00 .. 60.00 s; ∞	2 sec	1.50 sec

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de secuencia negativa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1703 de 60,00 seg a 30,00 seg, y que corresponde al tiempo de retardo en que se produce una señal de alarma cuando se llega al límite de la corriente de secuencia negativa admisible. Este cambio se recomienda para que el tiempo en que la protección da la señal de alarma disminuya, dando informe al operario de la presencia de una falla.
- En la función de protección de secuencia negativa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1704 de 1,00 seg. a 40,00 seg, y que corresponde al tiempo en segundos durante el cual el generador puede llegar al 100% de carga

de desbalance. Este cambio se recomienda porque el ajuste está especificado en la tabla 4.2 de la norma [3].

- En la función de protección de secuencia negativa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1705 de 400 seg a 16000 seg, y que corresponde al tiempo de enfriamiento del modelo térmico. Este cambio se recomienda porque este valor depende del ajuste de la dirección 1704.
- En la función de protección de secuencia negativa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1706 de 30 % a 60 % y que corresponde a la corriente de arranque desbalanceada. Este cambio se recomienda teniendo en cuenta que al llegar a este porcentaje de corriente desbalanceada se activa un contador que da lugar a una señal de disparo. Por lo tanto, al aumentar el porcentaje, el generador puede operar con corrientes desequilibradas mayores y admisibles.
- En la función de protección de secuencia negativa, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 1707 de 1,50 seg a 2,00 seg, y que corresponde al tiempo de retardo de la corriente de arranque. Este cambio se recomienda para darle más tiempo al relé de producir una señal de disparo.

CAPÍTULO 5 PROTECCIONES DE IMPEDANCIA

Este capítulo presenta las características de las funciones de impedancia, pérdida de excitación y pérdida de sincronismo asociadas al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de las funciones al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

5.1 PROTECCIÓN DE IMPEDANCIA (21)

El relé de distancia mide la impedancia del sistema de potencia hasta determinado punto, teniendo como bases el voltaje y la corriente bajo criterios de alcance y tiempo de operación [1].

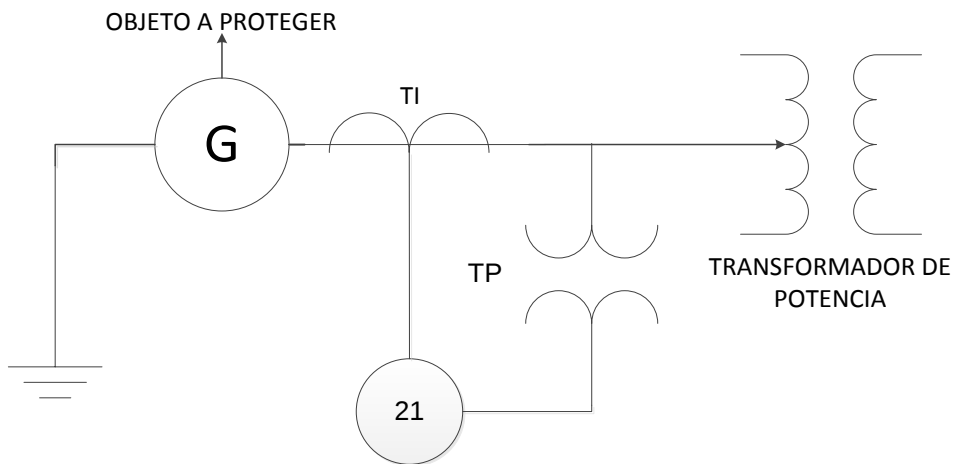
La protección de impedancia se utiliza como protección temporizada escalonada para lograr rápidos tiempos de desconexión, logrando despejar fallas que se localicen: en terminales del generador, entre el generador y la parte de baja tensión del transformador y opera como un rápido respaldo ante una falla en la línea de transmisión. [2], [12].

Los ajustes del alcance y el tiempo de operación dependen de las condiciones de falla; el alcance es una comparación entre la impedancia del sistema y la impedancia de ajuste del relé, la cual depende del voltaje del sistema. El tiempo de operación depende de la zona donde se presente la falla, teniendo en cuenta que el relé cuenta con tres zonas de ajuste, cada una con un alcance diferente.

Esta protección de distancia tiene sello por baja tensión, lo cual garantiza que en cortocircuitos no se pierda la detección de la falla al bajar el valor de la tensión.

La conexión del relé de impedancia se puede observar en la Figura 5.1.

Figura 5.1 Conexión de la función impedancia.

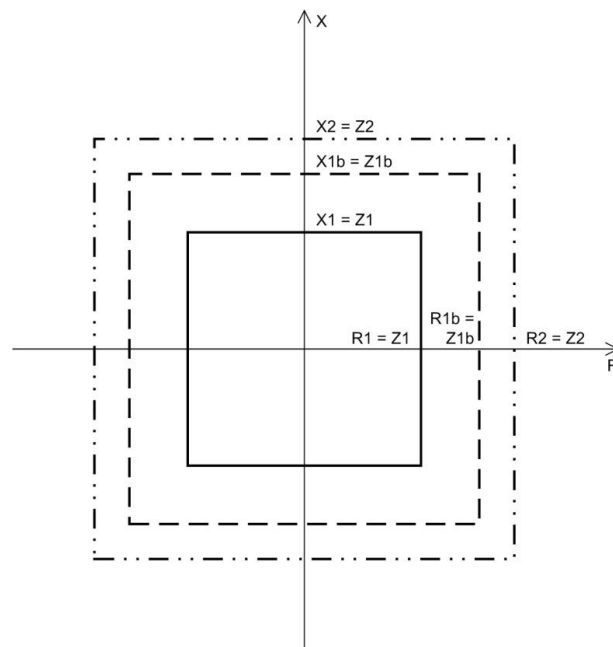


Fuente: Elaboración propia.

5.1.1 Funcionamiento

La característica de disparo de la protección de impedancia es un cuadrado, como se puede observar en la Figura 5.2.

Figura 5.2 Características de disparo de la protección de impedancia.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

Esta característica es simétrica debido a que nunca ocurrirán disparos en dirección hacia atrás, dado que los transformadores de corriente están ubicados a la salida del devanado secundario del transformador.

De la Figura 5.2 se puede observar que el relé cuenta con tres zonas, ajustadas por impedancias. El lugar donde se presente la falla se clasifica en alguna de estas tres zonas, teniendo en cuenta que el relé ve esta falla en términos de impedancia para determinar la zona en que ocurrió. Por este motivo, esta protección también puede ser llamada protección de distancia.

La primera zona, la cual se denomina ZONA Z1, cubre generalmente un rango entre el 70% y el 80% de la impedancia del transformador, de tal manera que todas las fallas que ocurran entre el generador y este porcentaje de impedancia serán cubiertas por esta protección. Al estar tan cerca del generador, el tiempo de ajuste de esta zona debe ser de aproximadamente 100 ms instantáneo para evitar que una falla alcance a provocar daños en la máquina. Al cumplir el tiempo de ajuste se produce una señal de disparo.

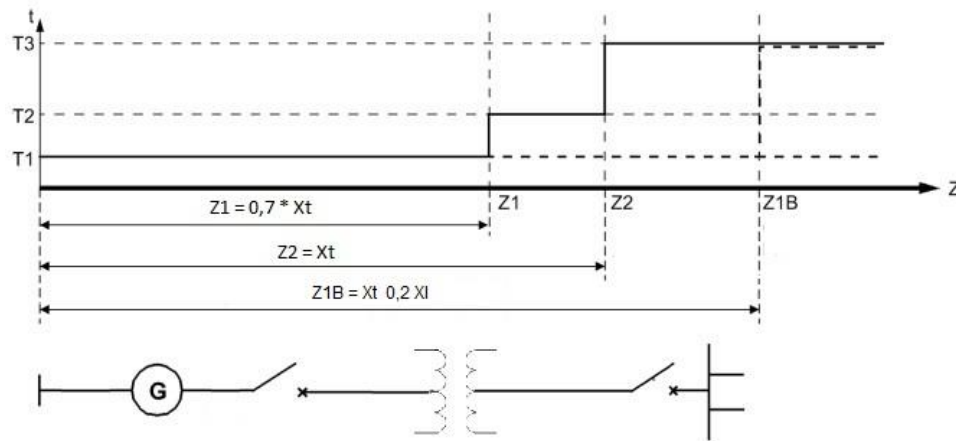
La segunda zona se denomina ZONA Z2, cubre generalmente toda la impedancia del transformador, de tal manera que se presenta una falla entre el límite de la ZONA Z1 y la ZONA Z2, esta protección reaccionará. Esta zona es un respaldo de la primera, por lo tanto, admite tiempos de retardo más largos, en un rango de 0,4s a 0,6 s. Al cumplir el tiempo de ajuste se produce una señal de disparo.

La tercera zona se denomina ZONA Z1B, y cubre más allá de la impedancia del transformador, acogiendo parte de la línea de transmisión que esta aguas abajo del barraje del transformador. Esta zona de sobrealcance puede estar entre el 100% y el 150% de la impedancia vista desde el transformador, es decir, acoge el 100% de la impedancia del transformador, y un porcentaje deseado de la línea de transmisión. Esta zona protege al transformador y al generador de alguna falla si se llega a encontrar el interruptor abierto, por tal motivo el tiempo de retardo de esta función debe ser casi instantáneo. Al cumplir el tiempo de ajuste se produce una señal de disparo.

La lectura de impedancia que realiza el relé corresponde a la impedancia medida en terminales del generador debido a que es en este punto donde toma la señal de potenciales. Por lo anterior, el cálculo de las zonas de alcance se realiza de terminales hacia las líneas de 34,5 kV, o hacia el transformador elevador.

En la Figura 5.3, se propone un esquema de zonas de impedancia y tiempos de disparo para el caso en estudio.

Figura 5.3 Esquema de zonas de impedancia y tiempos de disparo.



Fuente: Adaptación de SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

Para que la función de impedancia funcione, se deben tener en cuenta algunos valores de corriente y voltaje mínimos, apareciendo nuevos ajustes a la protección, los cuales se explican a continuación.

Detección de falla $I >$. Cuando una máquina se enciende, aparece un pico de sobrecorriente en el arranque, teniendo en cuenta que esto es normal en las máquinas eléctricas rotativas y que es necesario tenerlo en cuenta a la hora de elegir las protecciones. Por tal motivo, este ajuste se realiza para evitar que haya disparos indeseados por la corriente de arranque de la máquina y se debe ajustar por encima del valor de esta corriente.

Estado de sello de bajo voltaje. Este ajuste es para los generadores cuyas excitatrices son derivadas de los bornes del generador, asegurando la detección de fallas. Su rango de ajuste es ON - OFF.

Sello de bajo voltaje. La idea de este ajuste es lograr que no se dispare el interruptor y la protección funcione a pesar de las caídas de tensión normales en el sistema. Por lo tanto, este ajuste debe hacerse por debajo del voltaje de trabajo normal.

Duración o tiempo del sello de voltaje. Este es el retardo de tiempo al que se ajusta la protección de sello de voltaje. No es necesario que sea un tiempo instantáneo, debido a que el regulador de voltaje puede reaccionar, evitando un disparo indeseado.

T-FINAL. Es el tiempo de disparo para el escalón final. En caso de cortocircuitos fuera de las zonas Z1 y Z2, el equipo trabaja como una protección de sobrecorriente de tiempo definido.

5.1.1.1 Bloqueo por oscilación de potencia

Las oscilaciones de potencia se pueden presentar en un sistema de potencia por cortocircuitos, saltos de carga, breves interrupciones o maniobras de conmutación. Estas oscilaciones pueden ocasionar disparos indeseados, lo cual es necesario prevenir.

Las oscilaciones de potencia se caracterizan por ser procesos simétricos trifásicos, por lo tanto las corrientes de secuencia negativa no activan esta protección.

En el caso que el cortocircuito (que debe ser trifásico) active el bloqueo por oscilación de potencia, el criterio para determinar la falla es la rata de variación del valor de la impedancia.

Para realizar esto, el relé crea un polígono que se denomina POLP (Polígono de oscilación de potencia) el cual es mayor al polígono de disparo (POLD). La distancia entre estos dos polígonos es ajustable en la protección en la dirección 3314.

La protección compara el valor de la impedancia después de entrar al polígono con el valor de la impedancia al salir del polígono, y este cambio de impedancia lo relaciona con el tiempo que demora en ocurrir esto. Si el valor obtenido es menor que el ajustado en $\Delta Z/\Delta T$ entonces se determina que es una oscilación de potencia y no se realiza el disparo.

Para la determinación del ajuste de $\Delta Z/\Delta T$ (dirección 3315) comúnmente se selecciona como máximo valor permitido, como se ilustra en la ecuación (5.1):

$$\Delta Z/\Delta T_{\text{máximo}} = \frac{1}{4} (Z_{\text{línea}_{\text{min}}} - Z_1)/\Delta t \quad (5.1)$$

Donde:

$\Delta Z/\Delta T_{\text{máximo}}$ = Valor máximo permitido del cambio de la impedancia con respecto al tiempo o rata de variación del valor de la impedancia.

$Z_{\text{línea}_{\text{min}}}$ = Es el valor de la impedancia cuando la carga es mínima.

Z_1 = Impedancia de la Zona Z1.

La distancia entre los polígonos siempre debe ser mayor a la siguiente relación y está dada en ohmios.

$$\text{POLP} - \text{POLD} > \Delta Z/\Delta T * \Delta T \quad (5.2)$$

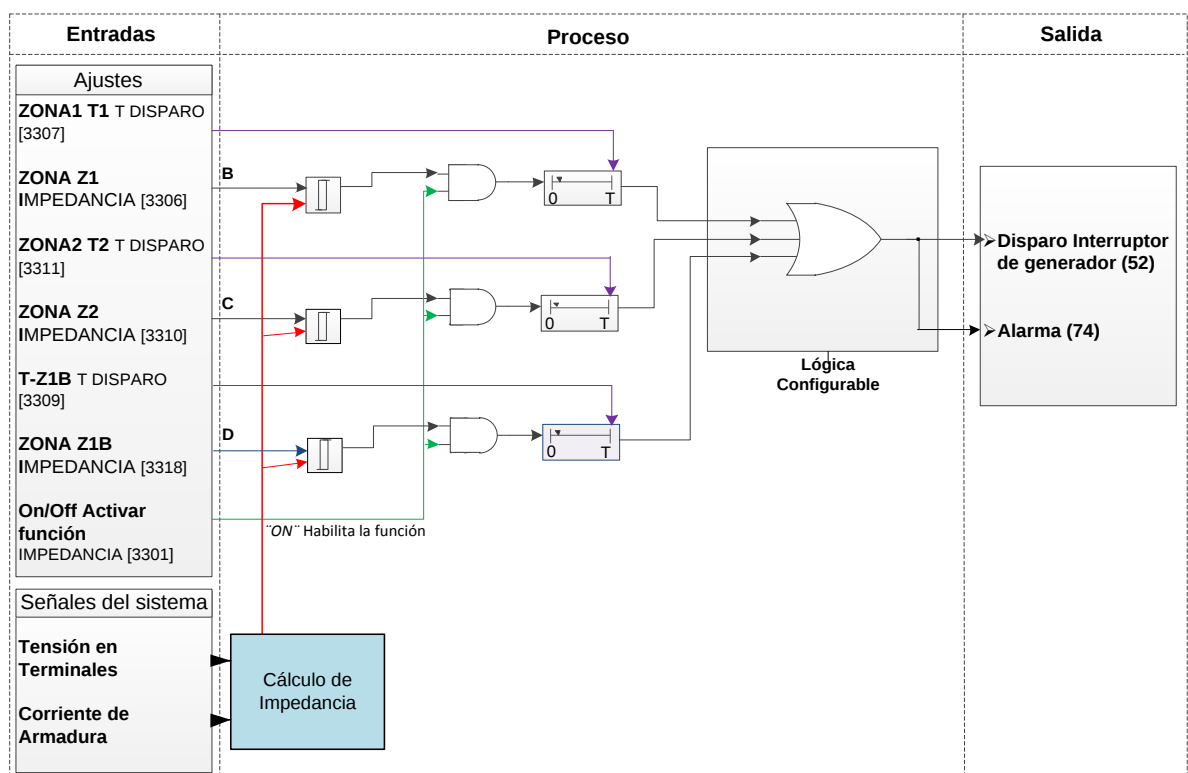
La dirección 3316 y 3317 son parámetros avanzados y no son necesarios ajustarlos. [2]. Sin embargo, se explican a continuación.

La dirección 3316, permite escoger con qué zona o zonas comparar el valor de la impedancia, teniendo como rango Z1, Z2 o Z1 y Z2.

La dirección 3317 se refiere al tiempo de la frecuencia de oscilación mínima posible que se puede presentar.

Los ajustes de impedancia determinan la zona que protegen y el tiempo de retardo. De las 3 zonas, en caso de superarse el tiempo de ajuste, el relé da una señal de disparo del interruptor. En la figura 5.4 se presenta el diagrama lógico con los ajustes de impedancia de la función de distancia.

Figura 5.4 Diagrama lógico de la función de impedancia.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

5.1.2 Criterios de ajuste de la función de impedancia

Los criterios de ajuste de la protección de impedancia se obtienen por el manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de coordinación de protecciones [1], [2], [9], [10], [11], [12]. La Figura 5.5 explica el significado de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 5.5 Panel de Configuración habilitado para el arranque de la función de impedancia.

No.	Settings	Value
3301	Impedance Protection	
3302	Fault Detection I> Pickup	A
3303	State of Undervoltage Seal-in	
3304	Undervoltage Seal-in Pickup	V
3305	Duration of Undervoltage Seal-in	sec
3312	T END: Final Time Delay	sec

No.	Settings	Value
3306	ZONA Z1	
3307	ZONA1 T1	
3308	ZONA Z1B	
3309	T - Z1B	
3310	ZONA Z2	
3311	ZONA2 T2	

A continuación se muestran los ajustes hechos al relé del generador de la PCH Amaime, teniendo en cuenta el criterio general de arranque de la función 21. En la Figura 5.5 no se muestra la posibilidad de ajuste de las zonas de impedancia del relé; sin embargo, el cálculo se hará en el orden de las direcciones.

Dirección 3301: Protección de impedancia. Es la función de bloqueo de la función. Se debe ajustar en ON, de tal forma que la función se encuentre activada para el generador.

Dirección 3302: Detección de falla I>. Siguiendo la recomendación de [2], se ajusta al 150% de la corriente nominal del generador. En la ecuación 5.1 se muestra el ajuste del relé. Teniendo en cuenta que la corriente nominal del generador es 482 A y que el transformador de corriente asociado tiene una relación de 160. En la ecuación 5.3 se obtiene la $I_{ARRANQUE}$ en el lado secundario del transformador de corriente.

$$I_{ARRANQUE} = 1.5 * 482 * \frac{1}{160} = 4,5 \text{ A}_{SEC} \quad (5.3)$$

Dirección 3303: Estado de sello de bajo voltaje. Al ser una máquina autoexcitada (Generador Brushless), la excitación no se toma de los bornes del generador. En conclusión esta dirección se ajusta en OFF, por lo tanto, la dirección 3304 y 3305 no influyen en el ajuste de esta protección; sin embargo, se ajustan como requisito de funcionamiento y es importante saber que significan.

Dirección 3304: Sello de bajo voltaje. Este ajuste se hace al 75% de la tensión nominal. [2], [10],[12]. La ecuación 5.2 muestra el valor del ajuste, teniendo en cuenta que la tensión nominal en bornes es de 13800 V y el transformador de potencial tiene una relación de transformación de 13800 / 120 V, el voltaje en el lado secundario del transformador de potencial se ilustra en la ecuación (5.4).

$$U \leq 0.75 * 13800 * \frac{120}{13800} = 90,00 \text{ V} \quad (5.4)$$

Dirección 3305: Duración del sello de voltaje. En [2] se propone un ajuste de 4 sec. [10], [12], para que sea mayor que el tiempo máximo del despeje de una falla.

A continuación se ilustra el ajuste de impedancias, es decir, el alcance de cada zona.

Dirección 3306: Zona Z1. Se selecciona normalmente un alcance de aproximadamente el 70% del devanado a proteger (es decir aproximadamente el 70% de la impedancia del transformador más la impedancia del generador). [2], [9]. El rango de ajuste recomendado varía entre el 70% y el 80%. La ecuación 5.5 muestra la impedancia ajustada en zona 1 teniendo en cuenta que la impedancia del transformador es 0,1143 p.u.

$$ZONA Z1 = 0,7 * X_T = 0,7 * 0,1143 = 0,08001 \text{ p.u.} \quad (5.5)$$

En la ecuación (5.6) se ilustra el ajuste de la impedancia de la ZONA Z1 en ohms vista desde el lado primario.

$$ZONA Z1 = 0,08001 \text{ p.u.} * \frac{(13.8kV)^2}{25MVA} = 0,6094 \Omega_{PRIM} \quad (5.6)$$

En la ecuación (5.7) se ilustra el ajuste de la impedancia de la ZONA Z1 en ohms vista desde el devanado secundario.

$$ZONA Z1 = 0,6094 \text{ p.u.} * \frac{RTC}{RTP} = 0,8493 \Omega_{SEC} \quad (5.7)$$

Dirección 3307: ZONA1 T1. Este es el tiempo de ajuste de la zona Z1, el cual debe ser instantáneo o al menos tener un retardo muy pequeño. Se debe ajustar en un rango entre los 0,00 s y los 0,50 s. Se recomienda un ajuste a 0,1 s, por lo tanto es el ajuste propuesto para la PCH de Amaime. [2], [9], [10], [12].

Dirección 3308: ZONA Z1B. Es la impedancia de ajuste de la zona 3. Se puede ampliar la zona con el tiempo de disparo más rápido (zona 2) sin pérdida de selectividad desde el 100% hasta el 120% del campo de protección. Por lo tanto se propone un ajuste del 100% de la impedancia del transformador más un 20% de la impedancia en la línea siguiente [2], [12]. Para este ajuste se debe tener en cuenta la impedancia de la línea adyacente al transformador. De [4], se obtiene la impedancia de la línea CH Amaime – S/E Amaime en ohms. Esta impedancia de zona 3 se calcula en la ecuación 5.8.

$$Z_{CH-AMAIME} = 1,1929 + j4,5158 \Omega - prim. \quad (5.8)$$

$$Z1B = X_T + 0,2X_{CH-AMAIME} \quad (5.9)$$

$$Z1B = \left(0,1143 * \frac{(13,8kV)^2}{25MVA} \right) + 0,2 * \left(4,51 * \left(\frac{13,8kV}{34,5kV} \right)^2 \right) \quad (5.10)$$

$$Z1B = 0,8706 \Omega + 0,1443 \Omega = 1,01432 \Omega * \frac{RTC}{RTP} = 1,4122 \Omega \quad (5.11)$$

Dirección 3309: T – Z1B. Es el tiempo del ajuste de la zona de sobrealcance, el cual debe ser pequeño para garantizar protección del generador y transformador cuando el interruptor está abierto. Se propone un ajuste de 0,1 s [12].

Dirección 3310: ZONA Z2. Se selecciona normalmente un ajuste de aproximadamente el 100% de la impedancia del transformador. En la ecuación 5.12 se ilustra el cálculo de la zona 2. (100% X_{TRANSFORMADOR}) [2], [10], [12].

$$ZONA Z2 = 1 * X_T = 0,1143 \Omega \quad (5.12)$$

Dirección 3311: ZONA2 T2. El escalón de tiempo correspondiente ZONA2 T2 debe elegirse de tal manera que se superponga a los dispositivos de protección de la red de las líneas siguientes. Se propone un ajuste de 0,6 s [2], [9], para evitar disparos rápidos por fallas en las líneas siguientes.

Dirección 3312: T END: Final del tiempo de retardo. Es el último tiempo de reserva, de tal manera que actúa como respaldo de las zonas de impedancia. El manual del relé [2] propone un ajuste por encima de un segundo; sin embargo, para el caso de la PCH de Amaime se ajusta a 2 s. [9].

5.1.3 Criterios de ajuste del bloqueo por oscilación de potencia

Los criterios de ajuste del bloqueo por oscilación de potencia se obtienen del manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de coordinación de protecciones [2], [9], [11], [12]. La Figura 5.6 explica la función de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 5.6 Panel de Configuración habilitado para el bloqueo por oscilación de potencia.

No.	Settings	Value
3313	Power Swing Blocking	
3314	Distance betw. Power Swing - Trip-Pol.	Ohm
3315	Rate of Change of dZ/dt	Ohm/s
3316A	Power Swing Blocking locks out	
3317A	Power Swing Action Time	sec

Dirección 3313: Detección penduleo. El bloqueo por oscilación de potencia puede estar activo si esta ajustado en esta dirección como ON.

Dirección 3315: Es el cambio de la impedancia con respecto al tiempo. Este ajuste se hace mediante de las ecuaciones 5.13, 5.14 y 5.15.

$$\frac{dZ}{dt} = (Z_{min-load} - Z1) * \frac{\Delta}{t} \quad (5.13)$$

$Z_{min-load}$ es el valor de la impedancia cuando la carga es mínima en el generador.

$$Z_{min-load} = \left(\frac{0,9 V_L}{\sqrt{3} * 1,3 In} \right) * \left(\frac{RTC}{RTP} \right) = \left(\frac{0,9 * 13800}{\sqrt{3} * 1,3 * 482} \right) * \left(\frac{160}{115} \right) = 15,92 \, \Omega \quad (5.14)$$

Los valores de RTC y RTP son los valores de la relación de transformación del transformador de corriente y de potencial, delta sobre tiempo es un intervalo de medida de la frecuencia del sistema y se toma como un ciclo, es decir, 16,667 ms. Reemplazando estos valores en la ecuación (5.13) se obtiene la ecuación (5.15).

$$\frac{dZ}{dt} = (15,92 - 0,8493) * \frac{\Omega}{16,667 \, ms} = 904 \, \Omega * s^{-1} \quad (5.15)$$

Usando un factor de seguridad de 4 (según catalogo: numeral 2.17.3 pág. 134), esta rata de cambio no debe ser superior a $500 \Omega \cdot s^{-1}$ o $100 \Omega \cdot s^{-1}$ para transformadores a 5 A (TC's) [2]. Si se divide 904 entre 4, se tiene un de $226 \Omega \cdot s^{-1}$, por lo tanto, por recomendación de [2] y redondeando este valor, se escoge un valor dZ/dt de $300 \Omega \cdot s^{-1}$ para el ajuste.

Dirección 3314: Es la distancia entre el límite de detección de falla y la zona de disparo. Esta distancia está dada por la ecuación 5.16 [2].

$$POLP - POLD > \frac{dZ}{dt} * Dt = 300 \frac{\Omega}{s} * 0,02 s = 6 \Omega. \quad (5.16)$$

Donde:

POLP = polígono oscilante.

POLD = polígono de disparo.

dZ/dt = Variación de la impedancia con respecto al tiempo.

El valor del cambio de la impedancia con respecto al tiempo se toma como $300 \frac{\Omega}{s}$ por recomendación de [2], El valor de 0,02 es un valor propuesto por [2], ya que es la variación del tiempo en el relé.

Dirección 3316. Bloqueo penduleo. Por tratarse de una función de impedancia para un generador se recomienda bloquear la Z1 y Z2.

Dirección 3317: Tiempo de acción. Este tiempo se rige por la frecuencia de oscilación mínima posible que puede presentarse durante una falla. Por recomendación de [2], se propone un ajuste de 3 s.

5.1.4 Comparación con los ajustes actuales

En la Tabla 5.se comparan los ajustes calculados anteriormente con los ajustes actuales de la central de Amaime.

Tabla 5.1 Comparación ajustes protección impedancia.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
3301	PROT. IMPEDANCIA	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
3302	Detección de falla I>	0.50 .. 100.00 A	4,5 A	4,5 A
3303	Estado de sello de bajo voltaje	Activar Desactivar	OFF	OFF
3304	Sello de bajo voltaje	10.0 .. 125.0 V	90,00 V	80,00 V
3305	Duración del sello de voltaje	0.10 .. 60.00 s	4,00 sec	4,00 sec
3306	ZONA Z1	0.01 .. 26.00 Ω	0,84 p.u.	0,97 p.u.
3307	ZONA1 T1	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,10 sec	0,20 sec
3308	ZONA Z1B	0.01 .. 13.00 Ω	1,41 p.u.	1,51 p.u.
3309	T – Z1B	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,10 sec	0,00 sec
3310	ZONA Z2	0.01 .. 13.00 Ω	0,11 p.u.	0,11 p.u.
3311	ZONA2 T2	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,6 sec	0,4 sec
3312	T END	0.00 .. 60.00 s; ∞	2,00 sec	1,50 sec
3313	Detección penduleo	Activar Desactivar	ON	ON
3314	P/SPOL - T POL	0.02 .. 6.00 Ω	4,00 Ohm	4,00 Ohm
3315	Rata de cambio dZ/dt	0.2 .. 120.0 Ω /s	300,0 Ohm/s	100,0 Ohm/s
3316	Bloqueo penduleo	Z1 Z1 y Z2	Z1 y Z2	Z1 y Z2
3317	Tiempo de acción	0.00 .. 60.00 s; ∞	3,00 sec	4,00 sec

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3304 de 80,00 V a 90,00 V, y corresponde al sello de bajo voltaje. Este cambio se recomienda para lograr que no se dispare el interruptor y la protección funcione a pesar de las caídas de tensión normales en el sistema.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3306 de 0,84 p.u. a 0,97 p.u., el cual corresponde a un valor de la impedancia de la Zona Z1. Este cambio se recomienda teniendo en cuenta que de acuerdo a [2] y [9] se va a proteger el 70% de la impedancia del transformador, y este valor en p.u. representa este porcentaje.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3307 de 0,20 seg. a 0,10 seg., y que corresponde al tiempo de disparo de la Zona Z1. Este cambio se recomienda para disminuir el riesgo de falla en el generador.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3308 de 1,51 p.u. a 1,41 p.u., y que corresponde a la impedancia de la Zona Z1B. Este cambio se recomienda para proteger el 100% de la impedancia del transformador y el 20% de la línea adyacente. Este valor de impedancia considera ambos porcentajes.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3309 de 0,00 seg. a 0,10 seg., la cual corresponde al tiempo de disparo de la Zona Z1B. Este cambio se recomienda porque el tiempo de retardo de esta función debe ser casi instantáneo. Al cumplir el tiempo de ajuste se produce una señal de disparo. Teniendo en cuenta [2], se ajusta en este valor.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de 0,40 seg. a 0,60 seg., de la dirección 3311 y que corresponde al tiempo de disparo de la Zona Z2. Este cambio se hace por recomendación de [2] y [9] como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3312 de 1,50 seg. a 2,00 seg., y que corresponde al tiempo final de retardo el cual es el tiempo de disparo para el escalón final de la función. En caso de cortocircuitos fuera de las zonas Z1 y Z2, el equipo trabaja como una protección de sobrecorriente de tiempo definido. Este cambio se hace teniendo en cuenta que [2] propone un ajuste por encima de un segundo y que se escoge este valor teniendo en cuenta el ajuste en [9].
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3315 de 100,0 ohm/s. a 300,0 ohm/s, y que corresponde al cambio de la impedancia con respecto al tiempo. Este cambio se hace teniendo en cuenta que [2] propone este valor de ajuste para su relé.
- En la función de protección de impedancia, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3317 de 4,00 seg. a 3,00 seg., y que corresponde al tiempo de acción ante la oscilación de potencia. Este cambio se hace teniendo en cuenta que [2] propone este tiempo de ajuste para que reaccione un poco más rápido ante una oscilación de potencia.

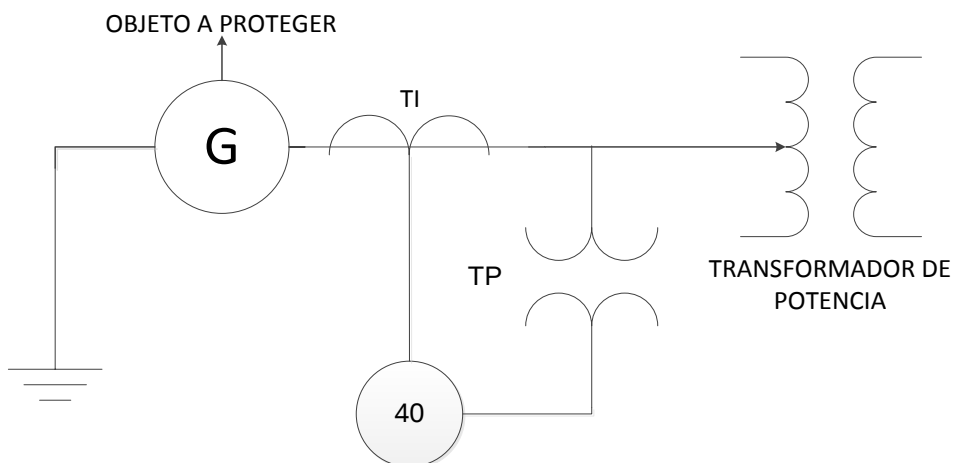
5.2 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40)

Esta protección detecta la ausencia de excitación en el devanado de campo, ya sea por fallas en la excitatriz o en el regulador de tensión DC. La protección de subexcitación protege una máquina síncrona en caso de fallas en la excitación o en el regulador de voltaje y de sobrecalentamientos en el rotor debido al incremento de la corriente del estator cuando se absorbe potencia reactiva del sistema para suplir la pérdida de excitación [2].

Una condición de pérdida de campo no detectada puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia causándole una pérdida del soporte de potencia reactiva y absorbiendo potencia reactiva. [7].

Para detectar la pérdida de excitación el equipo evalúa las tres corrientes de fase, las tres tensiones del estator y la tensión de excitación, por lo tanto es necesario tener la medida de tensión y corriente de armadura, y la tensión de excitación como se ilustra en la Figura 5.7. Generalmente se utilizan relés de distancia para detectar una pérdida de campo, de tal forma que permitan detectar la variación de la impedancia vista desde los terminales de la máquina.

Figura 5.7 Conexión de la función pérdida de excitación.



Fuente: Elaboración propia.

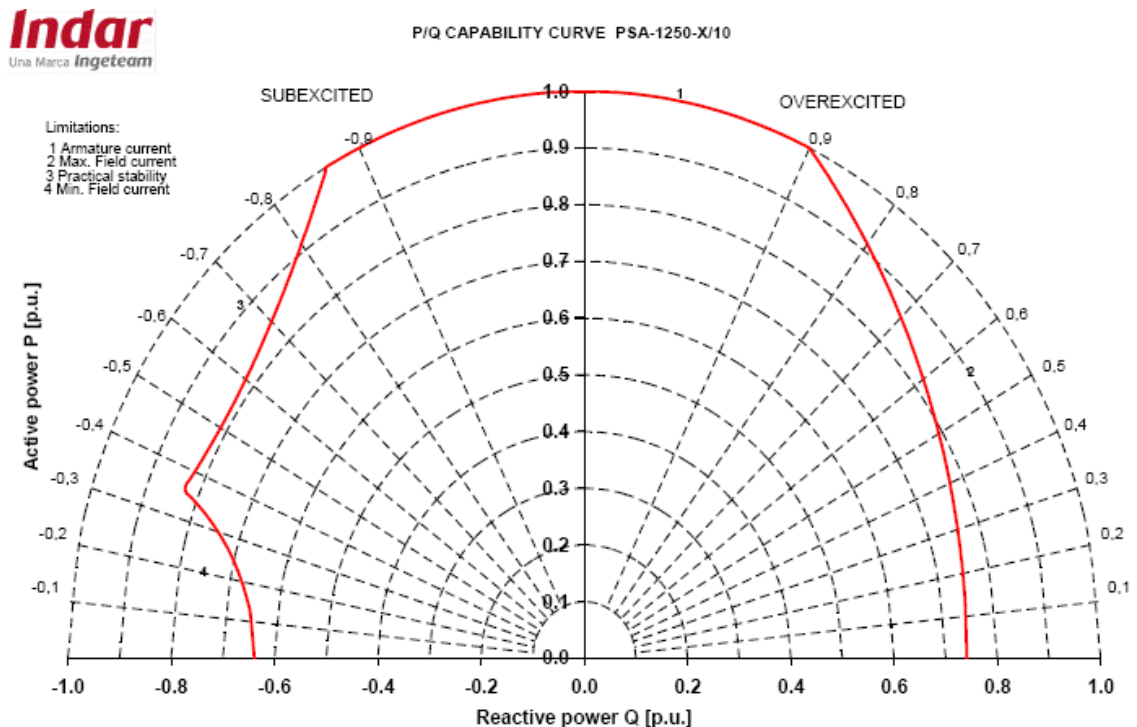
5.2.1 Funcionamiento

Un generador síncrono requiere tensión y corriente DC en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregue potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia, en lugar de

suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de cargabilidad, la cual es pequeña y reducida. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión en bornes, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, perderá el sincronismo.

En la Figura 5.8 se ilustra la curva de cargabilidad del generador, la cual muestra un panorama de las operaciones de la máquina y muestra los límites de operación del generador.

Figura 5.8 Curva de cargabilidad del generador de la Central de Amaime.



Fuente: Coordinación de protecciones área de influencia PCH Amaime.

En la zona de subexcitación la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el estator. El control del regulador se coordina con el límite de estabilidad del generador, el cual depende: del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador.

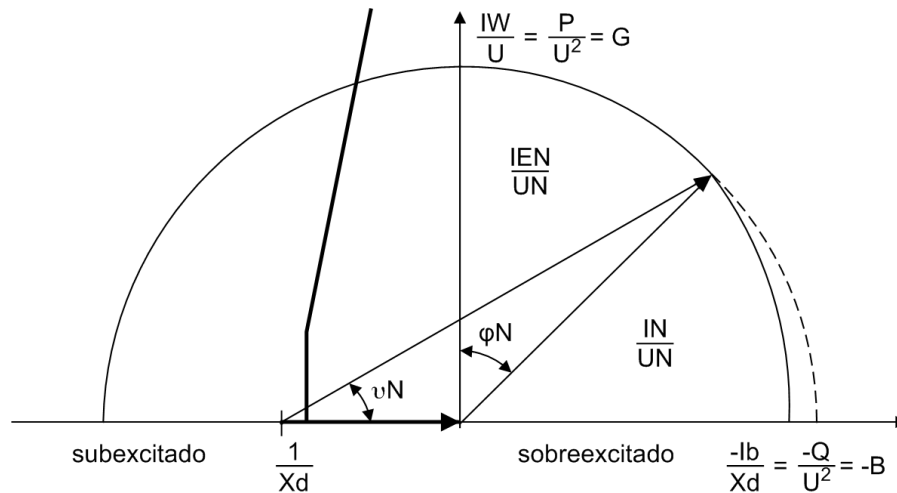
La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como: corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación.

Cuando un generador síncrono pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obtiene su excitación desde

el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador [7].

Esta función utiliza como criterio principal la reactancia sincrónica en eje directo del generador, por tal motivo al medir impedancia se necesitan medida de corriente y tensión, utilizando transformadores de potencial y corriente. En la figura 5.9 se puede observar la curva característica de la reactancia sincrónica en el diagrama de admitancia de un generador.

Figura 5.9 Diagrama de admitancia de un generador.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

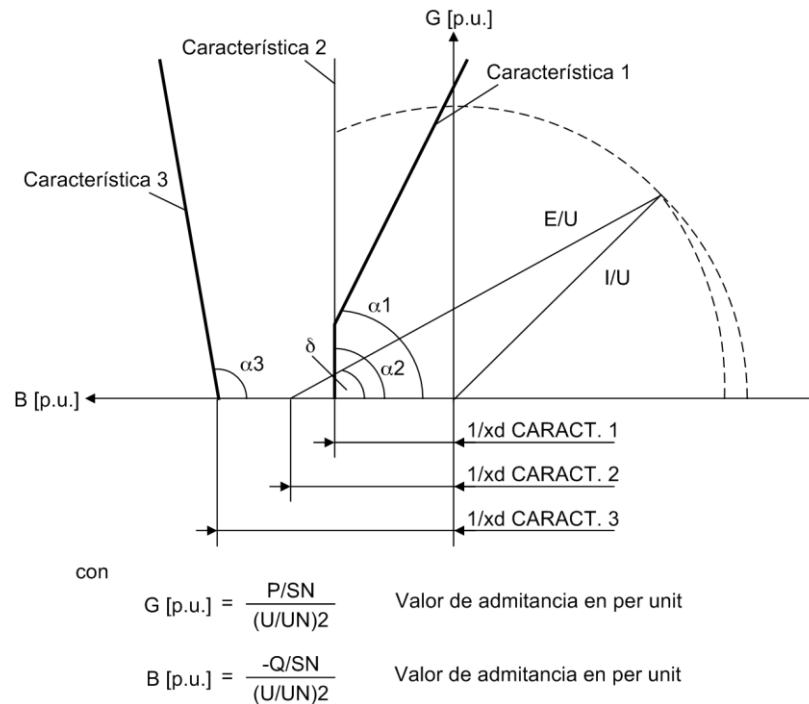
La función 40 tiene tres características de ajuste en conductancia, ángulo y temporización con las cuales se pueden limitar la operación del generador en la zona de sub-excitación, como se ilustra en la Figura 5.9. La estabilidad estática de la máquina se puede representar mediante dos características con la misma temporización. Cada elemento es ajustado individualmente. [10], [11], [12].

La primera característica denominada como 1/Xd CHAR. 1 representa la estabilidad estática de la máquina y sirve para limitar la zona de subexcitación. Se ajusta a partir de la reactancia sincrónica en eje directo de la máquina, multiplicando esta por un factor de seguridad mayor que 1, para aumentar espacio geométrico en la curva de cargabilidad. También se ajusta el ángulo al que se desea que se encuentre la curva de admitancia. El tiempo de operación de esta característica es ajustado por encima de los 10 s [2], con el fin de permitir que el regulador de voltaje tenga tiempo suficiente para recuperar los valores de voltaje en los terminales del generador. Si el valor de esta característica no se recupera en el tiempo establecido, el relé da lugar a una señal de alarma. Ver figura 5.10.

La segunda característica denominada como 1/Xd CHAR. 2 también representa la estabilidad estática de la máquina y sirve para limitar la zona de subexcitación. Se ajusta a partir de la primera característica, teniendo en cuenta que debe estar por debajo para poder cortar la curva de la característica 1, por lo cual se ajusta el ángulo generalmente en 90° [2], [9], [10] y [11] como se puede observar en la Figura 5.10. El tiempo de operación de esta característica es ajustado con el mismo valor que la característica 1, por encima de los 10 s [2], con el fin de permitir que el regulador de voltaje tenga tiempo suficiente para recuperar los valores de voltaje en los terminales del generador. Si el valor de esta característica no se recupera en el tiempo establecido, el relé da lugar a una señal de alarma. Ver figura 5.10.

La característica 1/Xd CHAR. 3 define la zona de operación por pérdida total del campo de excitación. Esta tercera característica sirve para adaptar la protección a los límites de estabilidad dinámica de la máquina y se ajusta con la admitancia mínima vista por el relé en caso de pérdida de excitación en condiciones de mínima carga. Se ajusta con un valor intermedio entre la reactancia sincrónica en eje directo y la reactancia transitoria de la máquina. El ángulo de esta curva se puede escoger normalmente entre 80° y 110° para garantizar que la curva solo responda a una inestabilidad dinámica. El tiempo de retardo de esta característica debe ser instantáneo y dar lugar a una señal de disparo. Ver figura 5.10.

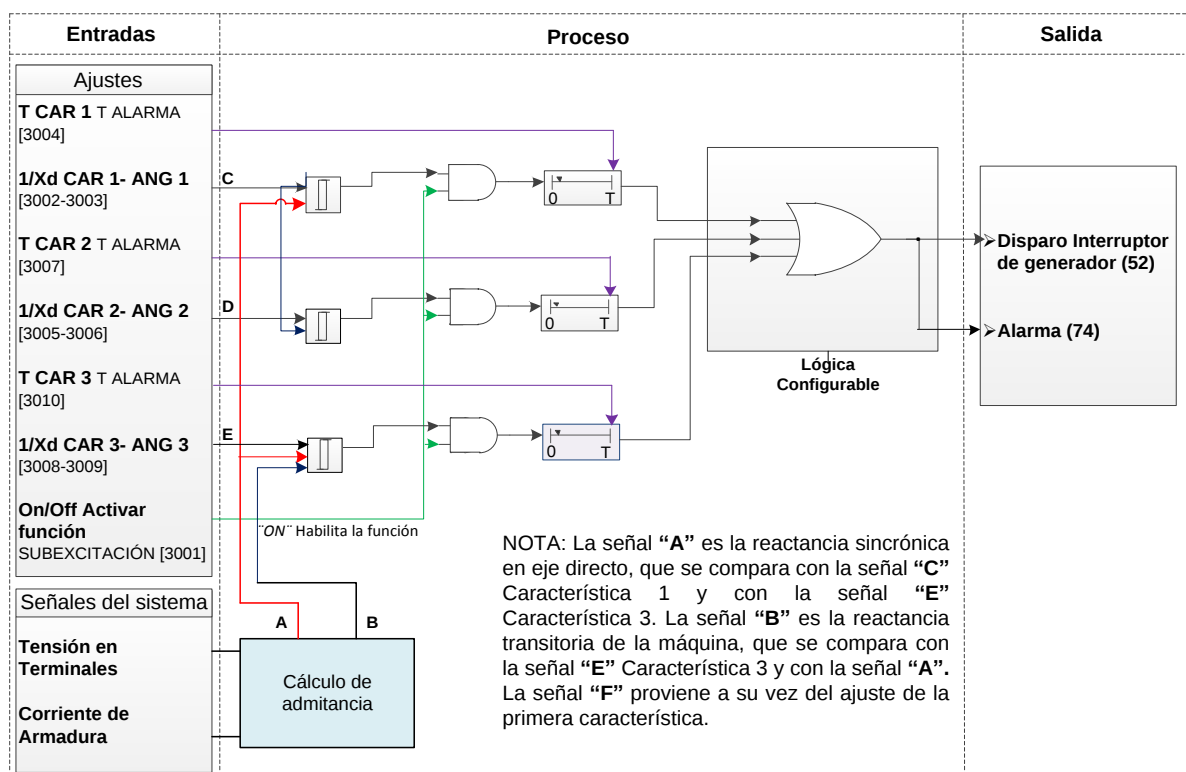
Figura 5.10 Criterio del estator: Curvas de disparo de respuesta en el diagrama de admitancia.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

En la figura 5.11 se presenta el diagrama lógico de la función pérdida de excitación, donde se muestra como la característica 1 y la característica 3 dependen de la reactancia sincrónica en eje directo (análisis del relé a través de la tensión en terminales y la corriente de armadura), la característica 2 depende del ajuste realizado a la característica 1, y la característica 3 depende adicionalmente de la reactancia transitoria. Se determina que para las características 1 y 2 pasado el tiempo de ajuste se produce una señal de alarma, y que para la característica 3 el retardo de tiempo es instantáneo, y a través de la lógica configurable del relé se produce una señal de disparo.

Figura 5.11 Diagrama lógico de la función pérdida de excitación.



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

5.2.2 Criterios de ajuste de la función de pérdida de excitación

Los criterios de ajuste se obtienen por el manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de coordinación de protecciones [2], [9], [10], [11], [12]. La Figura 5.12 explica la función de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 5.12 Panel de Configuración habilitado para la función de pérdida de excitación.

No.	Settings	Value
3002	Susceptance Intersect Characteristic 1	
3003	Inclination Angle of Characteristic 1	°
3004	Characteristic 1 Time Delay	sec
3005	Susceptance Intersect Characteristic 2	
3006	Inclination Angle of Characteristic 2	°
3007	Characteristic 2 Time Delay	sec
3008	Susceptance Intersect Characteristic 3	
3009	Inclination Angle of Characteristic 3	°
3010	Characteristic 3 Time Delay	sec

Dirección 3001: Es la función de bloqueo de la función. Esta función aunque no aparece en el cuadro de ajustes actuales de la planta, se debe ajustar en ON, de tal forma que la función se encuentre activada para el generador.

Dirección 3002: Característica 1. La primera característica se ajusta en 1,05 veces la reactancia sincrónica en eje directo de la máquina, en ohmios vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial ($X_{d \text{ sec}}$). El valor de 1,05 es un factor de seguridad propuesto en [2], [10], [11] y [12]. Para hallar el valor de la admitancia mínima en eje directo de la máquina vista en el lado secundario se utiliza la ecuación 5.17.

$$CHAR\ 1 = \frac{1}{X_{d \text{ sec}}} = \frac{1}{X_{d \text{ p.u.}}} \times \frac{I_{N-GEN}}{U_{N-GEN}} \times \frac{U_{N-VTprim}}{I_{N-CTprim}} \quad (5.17)$$

Donde

$X_{d \text{ sec}}$ = Reactancia sincrónica de eje directo en p.u. (valores secundarios).

$X_{d \text{ p.u.}}$ = Reactancia sincrónica del generador en eje directo en p.u.

I_{N-GEN} = Corriente nominal de generador.

U_{N-GEN} = Tensión nominal en terminales de generador.

$U_{N-VTprim}$ = Tensión primaria de los transformadores de potencial.

$I_{N-CTprim}$ = Corriente primaria de los transformadores de corriente.

La admitancia mínima vista por el relé en caso de pérdida de excitación en condiciones de mínima carga está dada por la ecuación (5.18)

$$CHAR\ 1 = \frac{1}{X_{d \text{ sec}}} = \frac{1}{1.35} \times \frac{482}{13800} \times \frac{13800}{800} = 0,4463\ \Omega^{-1} \quad (5.18)$$

Este valor de admitancia ($0,4463 \Omega^{-1}$) visto desde el lado secundario de los transformadores de medida es el que se multiplica por el factor de seguridad 1,05. Ver ecuación 5.19.

$$CHAR 1 = 1,05 * 0,4463 \Omega^{-1} = 0,4686 p.u. \quad (5.19)$$

La protección de subexcitación al llegar a este valor ($0,4686 p.u.$) activa un contador de tiempo.

Dirección 3003: Ángulo de inclinación de la característica 1. Teniendo en cuenta la Figura 5.10, para α_1 se elige el ángulo del límite de subexcitación del regulador de tensión o se lee el ángulo de inclinación a partir de la curva característica de estabilidad de la máquina. El valor de ajuste de este ángulo por lo tanto se encuentra normalmente, entre 60° y 80° [2]. Teniendo en cuenta los ajustes de [9], [10], [11] y [12] el relé se ajusta al límite superior, es decir, a 80° con el fin de ofrecer una mayor área de subexcitación y quedando casi paralelamente con el ángulo de inclinación de la curva de cargabilidad.

Dirección 3004: Tiempo de retardo de la característica 1. El fabricante del relé [2] recomienda que este tiempo se ajuste por encima de los 10 segundos. Por lo tanto, teniendo en cuenta esta recomendación, y los ajustes hechos en [10], [11] y [12], se ajusta esta dirección con el menor tiempo posible de retardo, es decir, 10 segundos a partir de la detección de la admitancia de la dirección 3002. Transcurrido este tiempo, el relé produce una señal de alarma.

Dirección 3005: Característica 2. Cuando la máquina está generando potencias activas pequeñas, se requiere en la mayoría de los casos una excitación mínima. En este caso, la curva característica 1 es cortada por la curva característica 2 [2]. Esta segunda característica se ajusta al 90 % de la característica 1. [2], [9], [10], [11]. En la ecuación 5.20 se calcula el valor de la característica 2 en p.u.

$$CHAR 2 = 0,9 * 0,4686 p.u. = 0,42175 p.u. \quad (5.20)$$

La protección de subexcitación al llegar a este valor ($0,42175 p.u.$) activa un contador de tiempo.

Dirección 3006: Ángulo de inclinación de la característica 2. El valor de ajuste de este ángulo por lo tanto se encuentra normalmente en 90° [2]. Teniendo en cuenta los ajustes de [9], [10] y [11] el relé se ajusta a 90° .

Dirección 3007: Tiempo de retardo de la característica 2. El fabricante del relé [2] recomienda que este tiempo se ajuste por encima de los 10 segundos. Por lo tanto, teniendo en cuenta esta recomendación, y los ajustes hechos en [10], [11] y [12], se ajusta esta dirección con el menor tiempo posible de retardo, es decir, 10 segundos a partir de la detección de la admitancia de la dirección 3005. Transcurrido este tiempo, el relé produce una señal de alarma.

Dirección 3008: Característica 3. Con esta curva se protege a la máquina de sobrepasar los límites de estabilidad dinámicos. Para su ajuste se elige un valor intermedio entre la reactancia sincrónica de eje directo X_d y la reactancia transitoria X_d' . Teniendo en cuenta que para la planta de Amaime $X_d = 1,35$ p.u. y $X_d' = 0,245$ p.u., tomando en consideración el preajuste del relé (1.10) y considerando los ajustes en [10] y [11], se determina que el ajuste para esta dirección es CHAR 3 = 1.1. Recordemos que la protección de subexcitación al llegar a este valor (1.1 p.u.) activa un contador de tiempo.

Dirección 3009: Ángulo de inclinación de la característica 3. Se elige normalmente de 80° a 110° , quedando así garantizado que con la curva característica 3 sólo debe de responder a una inestabilidad dinámica. Teniendo en cuenta el rango de ajuste, el preajuste del relé (90°) hecho en [2], y los ajustes hechos en [10], [11] y [12], este ángulo se ajusta en 90° .

Dirección 3010: Tiempo de retardo de la característica 3. El tiempo de retardo respectivo debe ser muy pequeño, casi instantáneo para evitar fallas en el generador, debido a que al llegar a la curva característica 3, es porque prácticamente se pierde el sincronismo. Teniendo en cuenta el preajuste y la recomendación de [2] y los ajustes hechos en [10], [11] y [12], se propone un ajuste de esta dirección con un tiempo de 0,5 segundos. Transcurrido este tiempo, el relé produce una señal de disparo.

5.2.3 Comparación con los ajustes actuales

En la Tabla 5.2 se comparan los ajustes calculados anteriormente con los ajustes actuales de la central de Amaime.

Tabla 5.2 Comparación ajustes protección pérdida de excitación.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
3001	PROT. CARG. SUBEXCITACIÓN	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
3002	CHAR 1	0.20 .. 3.00	0,46	0.33
3003	ANGULO 1	50 .. 120 °	80°	70°
3004	TIEMPO 1	0.00 .. 60.00 s; ∞	10,00 sec	1,50 sec
3005	CHAR 2	0.20 .. 3.00	0,42	0.30
3006	ANGULO 2	50 .. 120 °	90°	90°
3007	TIEMPO 2	0.00 .. 60.00 s; ∞	10,00 sec	1,50 sec
3008	CHAR 3	0.20 .. 3.00	1,10	0.39
3009	ANGULO 3	50 .. 120 °	90°	112°
3010	TIEMPO 3	0.00 .. 60.00 s; ∞	0,50 sec	0,10 sec

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3002 de 0,33 p.u. a 0,46 p.u., y que corresponde a la característica 1. Este cambio se recomienda para aumentar espacio geométrico en la curva de cargabilidad, por eso se multiplica por el factor de seguridad 1,05.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3003 de 70° a 80°, y que corresponde al ángulo 1. Este cambio se recomienda para aumentar espacio geométrico de estabilidad en la curva de cargabilidad, quedando casi paralelo con el ángulo de inclinación de esta curva, donde el generador maneja un límite de estabilidad mayor, y se evitan disparos indeseados.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3004 de 1,50 seg. a 10,00 seg., y que corresponde al tiempo 1. Este cambio se recomienda para darle tiempo al regulador de voltaje de responder ante la pérdida de excitación.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3005 de 0,30 p.u. a 0,42 p.u., y que corresponde a la característica 2. Este cambio se recomienda para aumentar espacio geométrico de estabilidad en la curva de cargabilidad, para que el generador maneje un límite de estabilidad mayor, y así evitar disparos indeseados.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3007 de 1,50 seg. a 10,00 seg., y que corresponde al tiempo 2. Este cambio se recomienda para darle tiempo al regulador de voltaje de responder ante la pérdida de excitación.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3008 de 0,39 p.u. a 1,10 p.u., y que corresponde a la característica 3. Este cambio se recomienda para aumentar espacio geométrico de estabilidad dinámica en la curva de cargabilidad, para que el generador maneje un límite de estabilidad mayor, y así evitar disparos indeseados.
- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3009 de 112° a 90°, el cual corresponde al ángulo 3. Este cambio se recomienda para que la curva característica 3 solo responda ante una inestabilidad dinámica.

- En la función de protección de pérdida de excitación, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3010 de 0,10 seg. a 0,50 seg., y que corresponde al tiempo 3. Este cambio se recomienda, ya que el relé viene preajustado a ese tiempo, y es el tiempo en donde la protección funciona mejor y los estudios de protecciones recomiendan.

5.3 PÉRDIDA DE SINCRONISMO (78).

Los tamaños de las máquinas han aumentado y con ellas las reactancias en por unidad (p.u.) del generador, mientras que las constantes de inercia han disminuido. El cambio en estos factores ha dado como resultado una reducción crítica del tiempo en el que se requiere aislar las fallas del sistema cerca de una planta de generación, esto para evitar que el generador pierda el sincronismo con el sistema de alimentación y ponga en peligro su estabilidad.

De igual manera, el generador puede perder sincronismo por los tiempos prolongados de algunas fallas: baja tensión del sistema, baja excitación de la máquina, alta impedancia entre el generador y el sistema o algunas operaciones de conmutación en las líneas. Cuando un generador pierde sincronismo resultan altos picos de corriente y funciona fuera de la frecuencia del sistema, lo que ocasiona esfuerzos en los devanados de la máquina, torques pulsantes y resonancias mecánicas que son potencialmente dañinas para el generador, su eje de acople y su primo motor. Para minimizar estos posibles daños, el interruptor del generador debe ser desconectado de manera instantánea, preferiblemente durante el primer medio ciclo de deslizamiento de la condición de pérdida de sincronismo. [1]

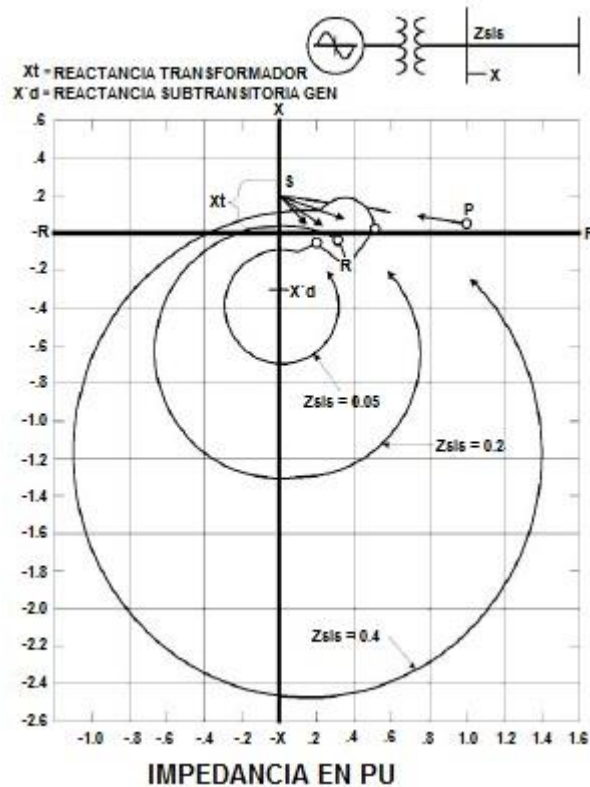
Las funciones de protección que normalmente se aplican a los generadores como la protección diferencial, las protecciones de sobrecorriente, entre otras, no pueden detectar la pérdida de sincronismo. La función de pérdida de excitación explicada anteriormente puede proporcionar algo de protección contra la pérdida de sincronismo ya que evita que el generador se encuentre fuera de paso por falta de excitación, pero no garantiza que se identifique la desincronización en todas las ocasiones ni por todas las posibles causas.

El relé indicado para detectar la condición de pérdida de sincronismo debe analizar cuidadosamente la variación de la impedancia aparente, ya que se ha demostrado con simulaciones que, durante la pérdida de sincronismo entre dos áreas del sistema o entre generador y sistema, la impedancia aparente vista desde la línea o desde el generador, varía como función de la impedancia del generador y del sistema, la tensión del sistema y el ángulo de separación entre los sistemas.

La variación de la impedancia aparente puede ser detectada sin problemas por un relé de impedancia y en muchas ocasiones se consigue desconectar el generador antes del primer ciclo de deslizamiento. Por ejemplo, la Figura 5.12 muestra, para un generador fuera de sincronismo, la variación de la impedancia vista desde los terminales de la máquina, para tres impedancias distintas del sistema. El punto *P* es la impedancia de carga inicial, el punto *S* es la impedancia de cortocircuito y el punto *R* es el momento de compensación. En todos los casos, la inestabilidad es causada por una falla trifásica cercana a los terminales de alta tensión del transformador elevador. La variación de la impedancia tiene una característica

circular que se mueve en dirección contraria a las manecillas del reloj. Para una impedancia de 0,05 pu, el centro eléctrico está interno en la máquina, para $Z = 0,2$ el centro eléctrico está en los terminales de la máquina pero para $Z = 0,4$ el centro eléctrico está en el transformador.

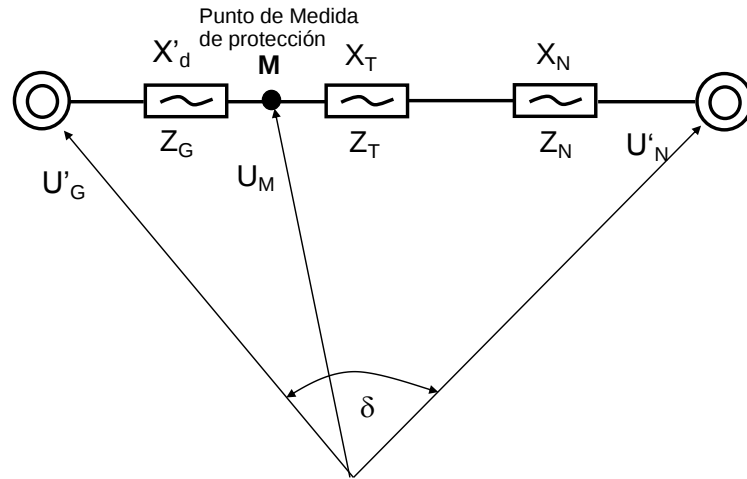
Figura 5.13 Generador compuesto fuera de sincronismo – Sin regulador de voltaje.



Fuente: IEEE STD C37.102-2006

En la figura 5.14 se explicará con un circuito de un sistema eléctrico sencillo, que consta de un generador, un transformador y un equivalente de la red, la razón por la cual la impedancia varía de forma circular en el momento en que el generador pierde sincronismo.

Figura 5.14 Circuito equivalente del sistema



Fuente: Elaboración propia.

Donde:

Z_G : Impedancia del Generador

Z_T : Impedancia del Transformador

Z_N : Impedancia de la Red

δ : Ángulo entre la tensión del generador y la de la red. Ángulo de estabilidad.

Ahora se calcula la impedancia del punto M, punto de medida de protección para analizar el comportamiento ante la pérdida de sincronismo del generador:

$$Z_M = \frac{U_M}{I_M} \quad (5.21)$$

Luego

$$Z_{TOT} = Z_G + Z_T + Z_N \quad (5.22)$$

$$I_M = \frac{U_G - U_N}{Z_{TOT}} = I \quad (5.23)$$

$$U_M = U_G - M * Z_{TOT} * I \quad (5.24)$$

$$Z_{TOT} * I = U_G - U_N \quad (5.25)$$

$$\frac{U_N}{U_G} = \frac{U_N}{U_G} e^{j\delta} \quad (5.26)$$

Ahora se reemplazan las ecuaciones (5.23) y (5.24) en la ecuación (5.21), así:

$$Z_M = \frac{U_M}{I_M} = \frac{U_G - M * Z_{TOT} * I}{\frac{U_G - U_M}{Z_{TOT}}} = \left[\frac{U_G - M * Z_{TOT} * I}{U_G - U_N} \right] * Z_{TOT} \quad (5.27)$$

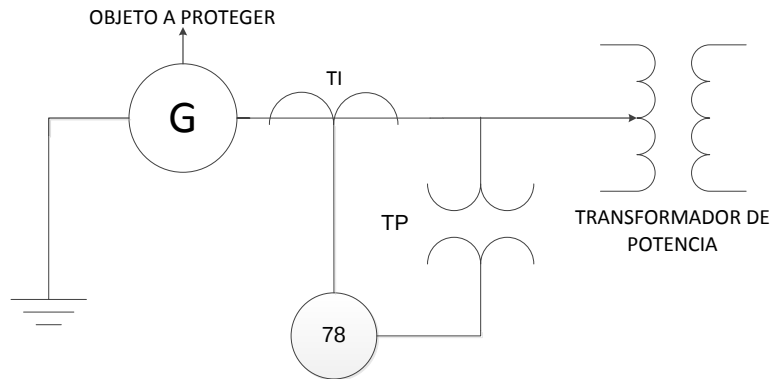
Luego, se reemplazan las ecuaciones (5.25) y (5.26) en la ecuación (5.27)

$$Z_M = f(\delta) = \left[\frac{1}{1 - \frac{U_N}{U_G} e^{j\delta}} - M \right] * Z_{TOT} \quad (5.28)$$

La ecuación (5.28) representa la impedancia medida en el punto M la cual es función del ángulo δ . Así, si el sistema se encuentra estable, también el ángulo δ , que es el ángulo de Z_{TOT} se encuentra estable. Sin embargo, ante una falla trifásica cercana a los terminales del alta tensión del transformador elevador, el ángulo de estabilidad varía entre 0° y 360° , y la impedancia aparente del punto de medida M cambia, comportándose como una característica circular que varía en contra de las manecillas del reloj, indicando que el generador ha salido de sincronismo debido a la falla.

En la Figura 5.15 se ilustra el diagrama de conexión del relé de pérdida de sincronismo o relé de impedancia.

Figura 5.15 Conexión de la función de protección de pérdida de sincronismo (78)



Fuente: Elaboración propia.

5.3.1 Funcionamiento

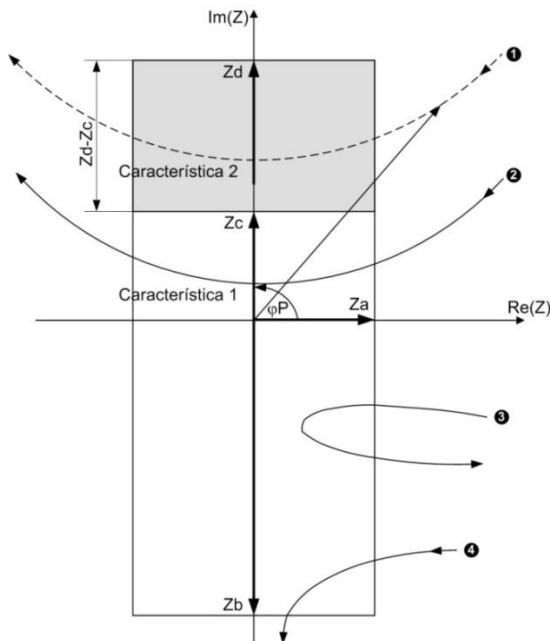
Para que el relé comience a medir la impedancia aparente, es necesario que se cumplan dos condiciones con respecto a la corriente:

1. Que la componente de corriente de secuencia positiva sea mayor a un porcentaje ajustado, para este caso $120\% I_n$.
2. Que la componente de corriente de secuencia negativa no supere el valor ajustado, para este caso $20\% I_n$.

El relé 7UM622 de Siemens ha definido como característica de medida un polígono oscilatorio, donde se definen dos áreas por medio de unos datos de impedancia Z_a, Z_b, Z_c y $Z_d - Z_c$, que deben ajustarse según unos cálculos en el panel de entrada. La característica 1 es la parte inferior del rectángulo, zona no sombreada y la característica 2 es la parte superior del rectángulo y zona sombreada. Este polígono lleva consigo un ángulo que define la inclinación de él φ_p .

Para que el relé reconozca que hay pérdida de sincronismo, el vector de la impedancia aparente en el punto de medida M debe atravesar completamente una de las características del polígono oscilatorio (caso 1 y 2 de la Figura 5.16), porque también se puede dar que un vector de impedancias oscilatorio entre y salga del polígono por el mismo lado sin atravesarlo completamente (caso 3 y 4 de la Figura 5.16).

Figura 5.16 Polígono oscilatorio de medida y cuatro curvas de ejemplos.

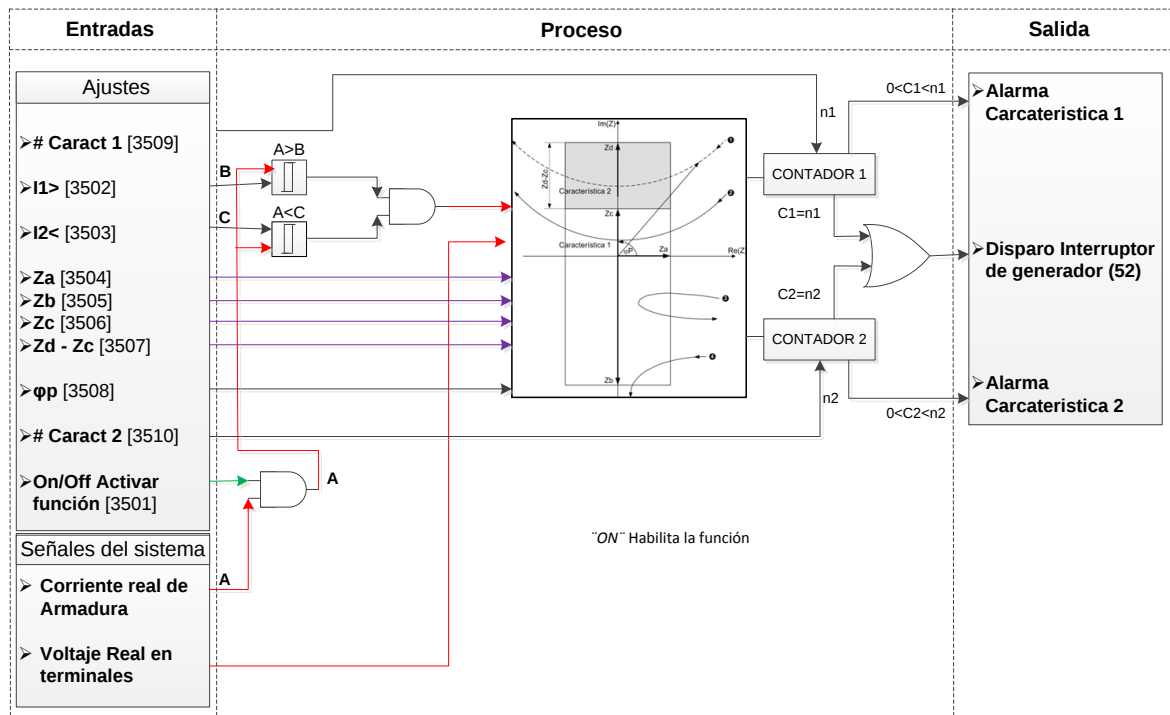


Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

Luego, atravesada alguna de las características el relé envía un mensaje de aviso indicando cuál de las dos fue cruzada y empieza a contar el número de cruces para decidir el disparo del interruptor por pérdida de sincronismo.

En la Figura 5.17 se presenta el diagrama lógico de la función de pérdida de sincronismo, donde se observan sus respectivas entradas, salidas y la lógica de disparo que sigue esta protección.

Figura 5.17 Diagrama Lógico de la función de pérdida de sincronismo



NOTA: La señal "A" es la I real, que se compara con la señal "B" y "C" I1> y I2< respectivamente que son las condiciones para el arranque de la función

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

5.3.2 Criterios de Ajuste

Los criterios de ajuste para esta función se encuentran en la norma IEEE std. C37-102-2006 sección 4.5.3 y A.2.2.

En la Figura 5.18 se presenta el panel de configuración habilitado para el ajuste de la función de pérdida de sincronismo en el relé siemens 7UM622.

Figura 5.18 Panel de configuración de la función de pérdida de sincronismo (78)

No.	Settings	Value
3501	Out-of-Step Protection	▼
3502	Pickup Current for Measuring Release I1>	%
3503	Pickup Current for Measuring Release I2<	%
3504	Resistance Za of the Polygon (width)	Ohm
3505	Reactance Zb of the Polygon (reverse)	Ohm
3506	Reactance Zc of Polygon (forward char.1)	Ohm
3507	Reactance Dif. Char.1 - Char.2 (forward)	Ohm
3508	Angle of Inclination of the Polygon	°
3509	Number of Power Swing: Characteristic 1	
3510	Number of Power Swing: Characteristic 2	
3511	Holding Time of Fault Detection	sec
3512	Min. Signal Time for Annun. Char. 1/2	sec

La dirección 3501 *Out of step Protection* permite activar, desactivar o bloquear la función de pérdida de sincronismo.

La dirección 3502 *Pickup Current for Measuring Release I1>* se refiere al porcentaje de corriente nominal que la componente de secuencia positiva de corriente real debe superar para que el relé empiece a censar la impedancia aparente. Para el caso de la central de Amaime se define como un buen valor 120% I_n [2][9][11].

La dirección 3503 *Pickup Current for Measuring Release I2<* se refiere al porcentaje de corriente nominal que la componente de secuencia negativa de corriente real no debe superar para que el relé, si se cumple la condición anterior, empiece a censar la impedancia aparente. Para el caso de la central de Amaime se define como un buen valor 20% I_n [2][9][11].

La dirección 3504 *Resistance Za of the Polygon (width)* corresponde a un valor de resistencia que define el ancho del polígono hacia ambos lados (debido a que el polígono es simétrico), y se calcula según la ecuación (5.29) [2][9]:

$$Z_a = \frac{\frac{Z_{TOT}}{2}}{\tan\left(\frac{\delta}{2}\right)} \quad (5.29)$$

Dónde:

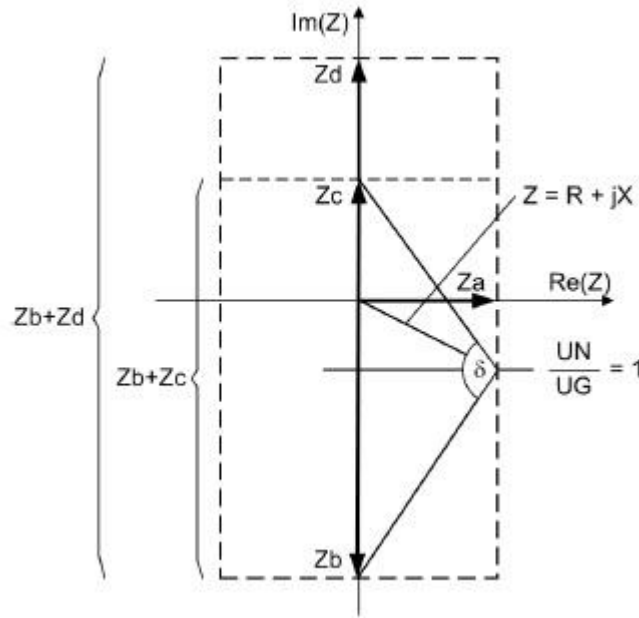
$$Z_{TOT} = Z_b + Z_d = 5,6 + 1,21 = 6,81 \, \Omega \quad (5.30)$$

Los valores de Z_b y Z_d se calculan en las direcciones 3505 y 3507 respectivamente y su sumatoria es igual al valor de Z_{TOT} como lo ilustra la figura 5.19.

Teniendo en cuenta que para el cálculo de Z_a se recomienda utilizar un ángulo $\delta = 120^\circ$, entonces, por lo tanto, Z_a se calcula mediante la ecuación (5.31):

$$Z_a = \frac{\frac{Z_{TOT}}{2}}{\tan\left(\frac{\delta}{2}\right)} = \frac{\frac{6,81}{2}}{\tan\left(\frac{120}{2}\right)} = 1,97 \, \Omega \quad (5.31)$$

Figura 5.19 Polígono de Medida con vector de impedancia y ángulo δ .



Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

La dirección 3505 *Reactance Zb of the polygon (reverse)* se ajusta aproximadamente igual a la reactancia transitoria del generador en el lado secundario $Z_b \approx X'_d$, la cual se refiere según la ecuación (5.32) y define el valor en el cual se cierra el polígono hacia el lado negativo del eje imaginario (eje y) [2][9].

$$Z_b \approx X'_d = \frac{U_{NomG}}{\sqrt{3} * I_{nomG}} * x'_d * \frac{RTC}{RTP} \quad (5.32)$$

Donde:

U_{NomG} : Tensión Nominal en terminales del generador.

I_{nomG} : Corriente Nominal de la armadura del generador.

x'_d : Reactancia transitoria primaria del generador.

RTC: Relación del transformador de corriente.

RTP: Relación del transformador de potencial.

Aplicando los valores de la máquina de Amaime la ecuación (5.32) se transforma en la ecuación (5.33):

$$Z_b \approx X'_d = \frac{13800}{\sqrt{3} * 481,75} * 0,245 * \frac{800/5}{13800/120} = 5,6 \Omega \quad (5.33)$$

La dirección 3506 *Reactance Zc of the Polygon (forward char 1)* se ajusta según la ecuación (5.26) con un porcentaje de la reactancia del transformador elevador asociado al generador, que oscila entre el 70% y el 90%. El valor total de esta reactancia indica la altura de la característica 1 del polígono. Para el caso de la central de Amaime se elige como buen valor el 80% X_T . [2][4][9][11]. En la ecuación (5.34) se ilustra el cálculo de Z_c :

$$Z_c = \% * X_T * \frac{U_{NomT}^2}{P_{NomT}} * \frac{RTC}{RTP} = 0,8 * 0,1143 * \frac{13800^2}{25000000} * \frac{800/5}{13800/120} = 0,97 \Omega \quad (5.34)$$

La dirección 3507 *Reactance Dif char 1-char 2 (forward)* se refiere a la diferencia entre las reactancias Z_d y Z_c , que según la Figura 5.19 indica el alto total de la característica 2 del polígono. El valor de Z_c fue calculado en la dirección anterior y el de Z_d se calcula como el 100% X_T según la ecuación (5.35) [2][9][11]:

$$Z_d = X_T * \frac{U_{NomT}^2}{P_{NomT}} * \frac{RTC}{RTP} = 0,1143 * \frac{13800^2}{25000000} * \frac{800/5}{13800/120} = 1,21 \Omega \quad (5.35)$$

$$Z_d - Z_c = 1,21 - 0,97 = 0,24 \Omega \quad (5.36)$$

En la dirección 3508 *Angle of inclination of the Polygon* se ajusta el ángulo de inclinación del polígono oscilatorio de medida φ_p . Para medir la pérdida de sincronismo recomienda como un buen valor 90°. [2][9][11]

La dirección 3509 *Number of Power swing: Characteristic 1* se refiere al número de veces que el vector de impedancia debe atravesar la característica 1 para emitir la orden de disparo. En el caso de la central de Amaime se ajusta este valor en 1 lo que indica que, si y solo si el vector impedancia atraviesa una vez la característica 1 del polígono de medida, se ejecuta la orden de disparo al interruptor [1][2][9][11].

En la dirección 3510 *Number of Power swing: Characteristic 2* se ajusta el número de veces que el vector de impedancia debe atravesar la característica 2 para emitir la orden de disparo. En el caso de la central de Amaime se ajusta este valor en 4, lo que indica que, si y solo si el vector impedancia atraviesa cuatro veces la característica 2 del polígono de medida, se ejecuta la orden de disparo al interruptor [1][2][9][11].

La dirección 3511 *Holding Time of Fault Detection* se refiere al tiempo máximo que debe haber entre los pasos del vector de impedancia en cada una de las características para que el contador siga sumando. Si este tiempo se supera el contador de cada una de las características será reiniciado. Un valor de tiempo recomendado entre los pasos del vector impedancia es de 20 s

En la dirección 3512 *Min. Signal Time for Annun Char 1/2* se ajusta el valor de tiempo en el que se debe enviar la señal de alarma por pérdida de sincronismo al centro de control, indicando que el polígono de medida de alguna de las dos características fue atravesado. Por ejemplo, si la característica 2 ha sido atravesada se emite un aviso durante el tiempo que se ajuste en esta dirección. Para tiempo de aviso se recomienda 0,05 s

5.3.3 Comparación con los ajustes actuales

En la tabla 5.3 se presenta la comparación entre los ajustes montados actualmente y los propuestos, basados en la norma IEEE, el manual del fabricante del relé y algunos estudios de coordinación de protecciones.

Tabla 5.3 Comparación con los ajustes actuales de la función de pérdida de sincronismo

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
3501	Out of step Protection	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
3502	$I1 >$	20.0 .. 400.0 %	120 %	120 %
3503	$I2 <$	5.0 .. 100.0 %	20 %	15 %
3504	Za	0.04 .. 26.00 Ω	1,97 Ω	1,83 Ω
3505	Zb	0.02 .. 26.00 Ω	5,6 Ω	5,4 Ω
3506	Zc	0.02 .. 26.00 Ω	0,97 Ω	0,97 Ω
3507	Zd - Zc	0.00 .. 26.00 Ω	0,24 Ω	0,24 Ω
3508	φ_P	60.0 .. 90.0 °	90°	90°
3509	Number of Power swing: Characteristic 1	1 .. 10	1	1
3510	Number of Power swing: Characteristic 2	1 .. 20	4	4
3511	Holding Time of Fault Detection	0.20 .. 60.00 s	20,0 s	20,0 s
3512	Min. Signal Time for Annun Char 1/2	0.02 .. 0.15 s	0,05 s	0,05 s

- En la función de protección de pérdida de sincronismo, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3503 de 15,0 % a 20,0 %, y que corresponde al porcentaje de corriente nominal que la componente real de secuencia negativa no debe superar como condición inicial para que el relé empiece a medir la impedancia aparente. Este cambio se recomienda para permitir que el relé tenga una zona de acción un poco más amplia y que cense la pérdida de paso hasta el valor ajustado.

- En la función de protección de pérdida de sincronismo, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 3504 de $1,83 \Omega$ a $1,97 \Omega$, que corresponde al valor de resistencia que define el ancho de polígono de medida de la impedancia aparente. Este cambio se recomienda para mejorar la selectividad del relé, pues al aumentar un poco el ancho del polígono que el vector de impedancia aparente debe atravesar completamente, se evitan disparos ante oscilaciones de la impedancia que no necesariamente indican la salida de paso del generador. Este valor fue calculado detalladamente según el manual del fabricante del relé y los estudios de coordinación de protecciones consultados.

CAPÍTULO 6 PROTECCIONES DE VOLTAJE

Este capítulo presenta las características de las funciones de bajo y sobre voltaje asociadas al relé multifuncional de la central de Amaime. También se puede encontrar la conexión de la función al sistema de potencia, el diagrama lógico, los criterios de ajuste y la comparación con los ajustes actuales de la planta.

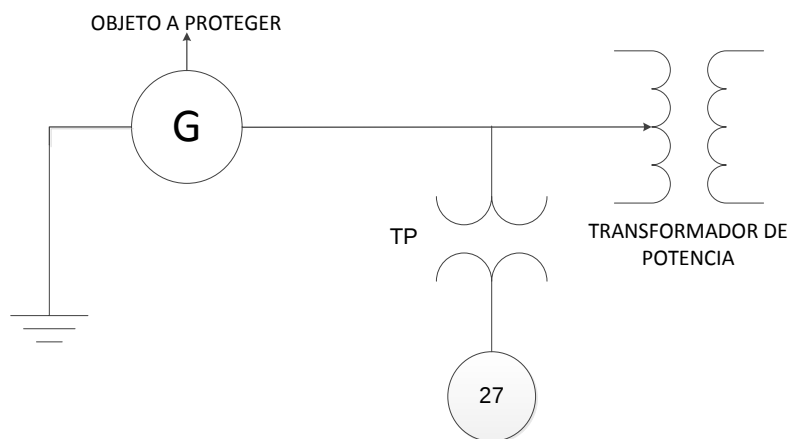
6.1 BAJO VOLTAJE

La función de bajo voltaje detecta una reducción en la tensión en las líneas de transmisión y máquinas eléctricas la cual es usualmente causada por una sobrecarga [2].

El correcto funcionamiento de esta función de protección evita que los elementos del sistema trabajen en condiciones de servicio no permisibles y una posible pérdida de estabilidad. Los generadores cuando entregan potencia están diseñados para operar continuamente con una tensión mínima del 95% del voltaje nominal. Una tensión por debajo de este porcentaje puede traer consecuencias como reducción del límite de estabilidad, reducir reactivos generados y por ende del sistema y un mal funcionamiento de equipos conectados al sistema [1].

Este relé se debe conectar después del generador para detectar fallas que se originen incluso de la red, o después del transformador de potencia como se ilustra en la Figura 6.1

Figura 6.1 Conexión del relé de bajo voltaje.



Fuente: Elaboración propia.

6.1.1 Funcionamiento

El regulador automático de voltaje del generador mantiene el voltaje dentro de los límites permisibles de operación en régimen permanente. Por lo tanto, una disminución sostenida de la tensión puede indicar una condición de sobrecarga o la salida de una unidad de generación.

Si la tensión cae por debajo de los ajustes de arranque, el contador de bajo voltaje sólo se repone si el valor de tensión se recupera en un porcentaje cercano al nominal. Aunque la baja tensión no representa problema para los generadores hidráulicos, esta función puede ser usada como respaldo al regulador de tensión de los generadores.

Este relé opera con dos escalones, cada uno corresponde a una entrada distinta, pero proveniente de la misma señal de tensión del sistema. Uno que opera aproximadamente al 75% de la tensión nominal y con un tiempo de respaldo que deberá elegirse de tal manera que se desconecten las caídas de tensión que puedan provocar un funcionamiento inestable; Sin embargo, debe ser lo suficientemente grande como para evitar desconexiones ante breves caídas de tensión admisibles [2]. Un segundo escalón, con un tiempo de disparo más corto, generalmente instantáneo, y con un umbral de arranque más bajo de manera que proteja de forma inmediata una caída de tensión más abrupta. A continuación se explica cada una de los ajustes del relé.

Dirección 4001: SUBTENSIÓN. Es el bloqueo de la función. Se debe ajustar esta función como disponible. Aunque se puede bloquear simplemente el disparo, para el caso es necesario que se presente alarma y disparo.

Dirección 4002: $U <$. Este es el ajuste de tensión del primer escalón de la función. Se utiliza para caídas de tensión poco abruptas que pongan en peligro la estabilidad del sistema.

Dirección 4003: $T U <$. Es el ajuste de tiempo del primer escalón, que debe ser lo suficientemente amplio como para que no haya disparo ante caídas de tensión admisibles dentro de los casos que se consideran normales. En caso que el tiempo real supere el tiempo de ajuste se producirá una señal de disparo.

Dirección 4004: $U <<$. Este es el ajuste de tensión para el segundo escalón de la función. Se utiliza para caídas de tensión abruptas en el sistema, que pongan en peligro la estabilidad del sistema. Este valor debe ser más bajo que el ajustado para el primer escalón, debido a que se pretende sea más riguroso.

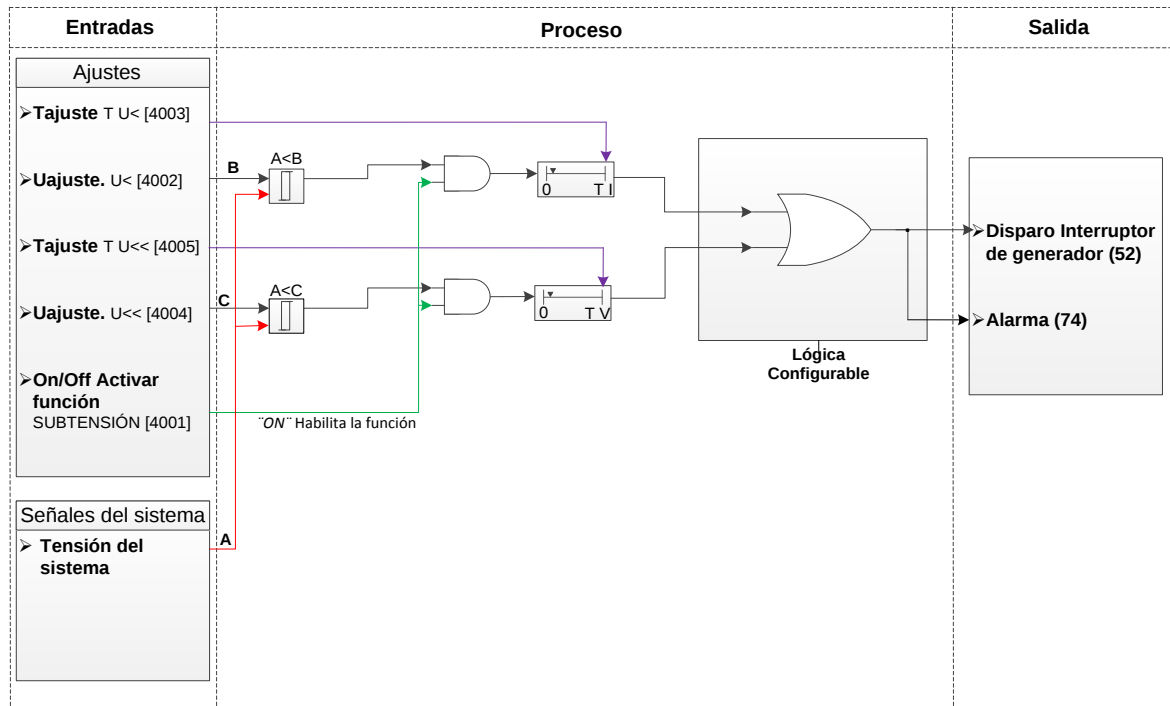
Dirección 4005: $TU <<$. Es el ajuste de tiempo del segundo escalón, que debe ser casi instantáneo, o un valor pequeño, de tal forma que haya una rápida reacción del relé ante una caída súbita grande de voltaje en el sistema, propiciando un disparo.

Dirección 4006: REL. REP. Se define como la relación de reposición del temporizador del escalón de tensión y se refiere a la relación entre la tensión real y

la tensión de arranque de esta función que debe existir para el reinicio del contador, cuando este haya empezado a funcionar. La relación de reposición se puede adaptar con un escalonamiento muy fino a las condiciones de servicio.

El funcionamiento de este relé se puede entender a través del diagrama lógico, el cual se presenta en la Figura 6.2:

Figura 6.2 Diagrama lógico de la función bajo voltaje.



NOTA: La señal "A" es la tensión real, que se compara con la señal "B" U ajuste y con la señal "C" U ajuste.

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

6.1.2 Criterios de ajuste de la función de bajo voltaje

Los criterios de ajuste se obtienen por el manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de coordinación de protecciones. La Figura 6.3 explica la función de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 6.3 Panel de Configuración habilitado para la función de bajo voltaje.

No.	Settings	Value
4001	Undervoltage Protection	ON
4002	U< Pickup	V
4003	T U< Time Delay	sec
4004	U<< Pickup	V
4005	T U<< Time Delay	sec
4006A	U<, U<< Drop Out Ratio	

Dirección 4001: SUBTENSIÓN. Para nuestro caso ajustamos la protección en *Undervoltage Protection: ON*.

Dirección 4002: U Según [1] y [2], y teniendo en cuenta los ajustes hechos en las plantas [11] y [12], se considera el ajuste de tensión para el primer escalón del 80% de la tensión nominal, de acuerdo a la ecuación 6.1.

$$U < = 80\% * U_n * \left(\frac{1}{RTP} \right) = 0.8 * 13800 * \left(\frac{120}{13800} \right) = 96V \quad (6.1)$$

Por lo tanto el ajuste de esta dirección es: $U < Pickup = 96.0 V$. Una vez el relé detecta este valor, da inicio a un contador de tiempo.

Dirección 4003: T U<. Según [3] y [10], se toma $T U < Time delay = 3s$. En caso que el tiempo real supere el tiempo de ajuste se producirá una señal de disparo.

Dirección 4004: U<<. Teniendo en cuenta el estudio de [11] y [3], este valor se ajusta al 60% de la tensión nominal.

$$U << = 60\% * U_n * \left(\frac{1}{RTP} \right) = 0.6 * 13800 * \left(\frac{120}{13800} \right) = 72V \quad (6.2)$$

Por lo tanto el ajuste de esta dirección es: $U << Pickup = 72.0 V$. Una vez el relé detecta este valor, da inicio a un contador de tiempo.

Dirección 4005: TU<<. Según [1], [10], [11] y [12] se ajusta a $T U << Time delay = 0.5s$. En caso que el tiempo real supere el tiempo de ajuste se producirá una señal de disparo.

Dirección 4006: REL. REP. Teniendo en cuenta la recomendación de [2], se ajusta a $U <, U << Drop Out Ratio = 1.05$

6.1.3 Comparación con los ajustes actuales

En la Tabla 6.1.1 se comparan los ajustes calculados anteriormente con los ajustes actuales de la central de Amaime.

Tabla 6.1 Comparación ajustes protección bajo voltaje.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
4001	SUBTENSIÓN	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
4002	U<	10.0 .. 125.0 V	96.0 V	96.0 V
4003	T U<	0.00 .. 60.00 s; ∞	3.00 sec	4.00 sec
4004	U<<	10.0 .. 125.0 V	72.0 V	72.0 V
4005	TU<<	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 sec	0.50 sec
4006A	REL. REP.	1.01 .. 1.20	1.05	1.05

Fuente: Elaboración propia.

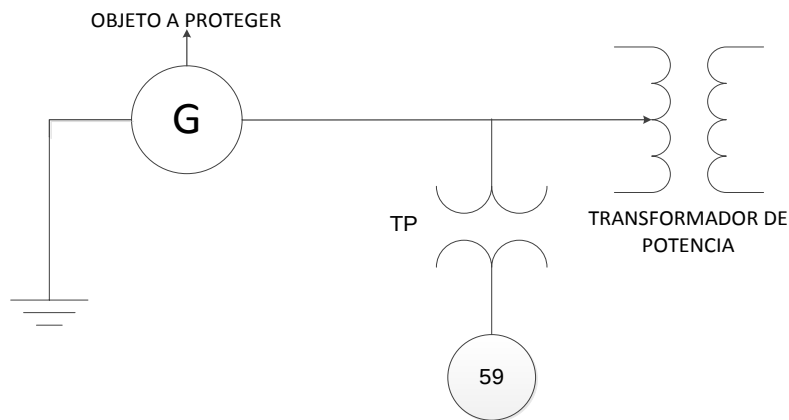
- En la función de protección de bajo voltaje, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 4003 de 4,00 seg. a 3,00 seg., y que corresponde al tiempo de retardo del primer escalón de la función. Este cambio se recomienda para que el generador reaccione un poco más rápido ante una falla por subtenSIÓN. El cambio es recomendado por [3] y [10].

6.2 SOBRE VOLTAJE (59)

Un sobrevoltaje es el incremento del valor de tensión en bornes de la máquina. En el generador es usualmente causado por la pérdida súbita de carga o por fallas en el regulador de voltaje. Normalmente, este es un problema asociado con hidrogenadores, donde durante una pérdida de carga, la sobrevelocidad puede alcanzar hasta el 200% de la nominal. En los casos de generadores impulsados por gas y vapor, el problema es resuelto por la rápida respuesta del sistema de control y el regulador automático de voltaje. [1]

El relé de sobrevoltaje se debe conectar después del generador para detectar fallas que se originen incluso de la red, como se ilustra en la Figura 6.2.1. Este relé generalmente se instala en paralelo al relé de Bajo Voltaje (27).

Figura 6.4 Conexión del relé de sobrevoltaje.



Fuente: Elaboración propia.

6.2.1 Funcionamiento

La protección contra sobretensión tiene como objetivo proteger la máquina eléctrica y las partes de la instalación unidas a ésta contra aumentos de tensión inadmisibles y con ello evitar problemas de aislamiento en los equipos eléctricos [2].

Dentro de los criterios de ajuste de la función de protección para sobretensiones, se puede escoger entre supervisar fallas línea a línea o línea a tierra. La función tiene dos etapas, las cuales dan lugar a una señal de disparo. La primera etapa está diseñada para pequeños incrementos en la tensión, ajustando un tiempo de retardo con el propósito de dar oportunidad al regulador de voltaje de regular de

nuevo la tensión a su nivel nominal. La segunda de estas etapas funciona de manera instantánea ante incrementos súbitos de tensión, de tal manera que si supera de manera aproximada un 130% la tensión del sistema se produce un disparo. A continuación se explica cada una de los ajustes del relé.

Dirección 4101: SOBRETENSIÓN. Es el bloqueo de la función. Se debe ajustar esta función como disponible. Aunque se puede bloquear simplemente el disparo, para el caso es necesario que se presente alarma y disparo.

Dirección 4102: U>. Este es el ajuste de sobretensión del primer escalón de la función. Se requiere para pequeños aumentos de tensión que no pongan en peligro la estabilidad del sistema.

Dirección 4103: T U>. Este es el ajuste de tiempo de la primera etapa o primer escalón. Al funcionar casi como una protección en estado estacionario, su tiempo debe ser considerado de tal manera que evite disparos indeseados ante elevaciones de tensión normales y admisibles.

Dirección 4104: U>>. Es el ajuste de sobretensión del segundo escalón de la función. Considera un aumento súbito de tensión que puede ser perjudicial para el generador.

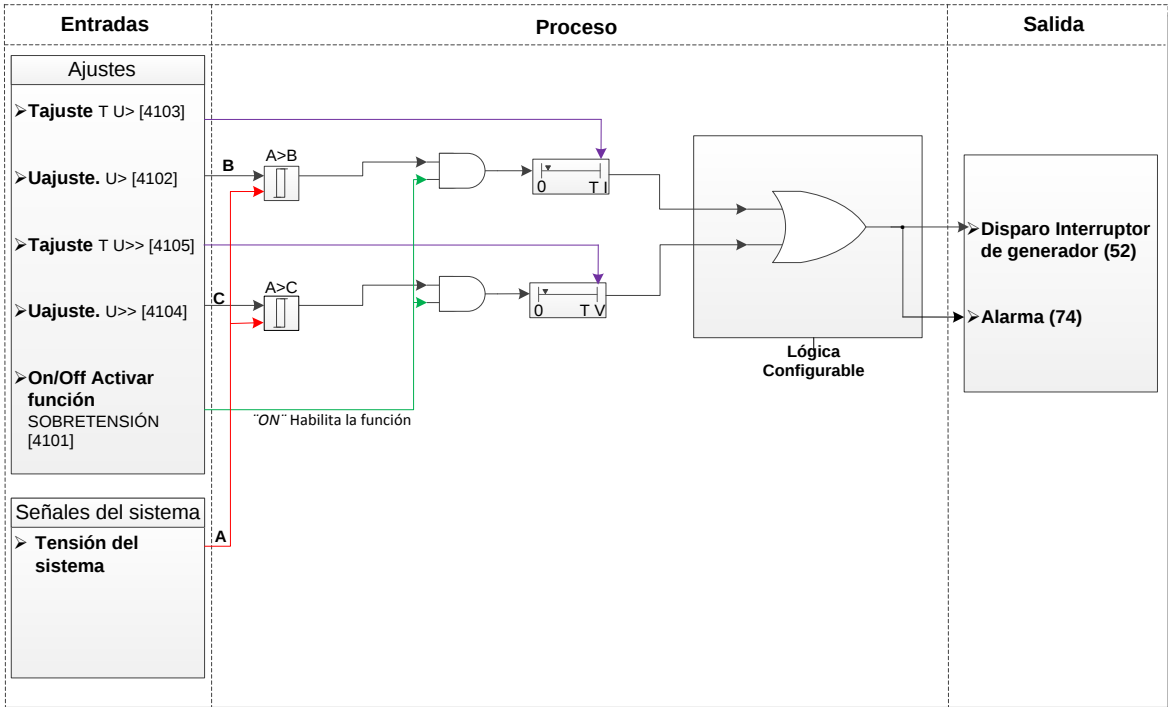
Dirección 4105: TU>>. Este es el ajuste de tiempo de la segunda etapa o escalón, que debe ser casi instantáneo, o un valor pequeño, de tal forma que haya una rápida reacción del relé ante un aumento súbito de voltaje en el sistema.

Dirección 4106A: REL. REP. Se define como la relación de reposición del temporizador del escalón de tensión y se refiere a la relación entre la tensión real y la tensión de arranque de esta función que debe existir para el reinicio del contador, cuando este haya empezado a funcionar. La relación de reposición se puede adaptar con un escalonamiento muy fino a las condiciones de servicio.

Dirección 4107A: VALOR. Este ajuste es para determinar de qué forma se realiza la medición de la tensión, si Fase – Fase o Fase – Neutro.

En detalle, el funcionamiento de este relé se puede entender a través del diagrama lógico, el cual se presenta en la Figura 6.5:

Figura 6.5 Diagrama lógico de la función sobrevoltaje.



NOTA: La señal “A” es la tensión real, que se compara con la señal “B” U ajuste y con la señal “C” U ajuste.

Fuente: SIPROTEC, Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62, V4.6, Manual.

6.2.2 Criterios de ajuste de la protección de sobrevoltaje

Los criterios de ajuste se obtienen por el manual del fabricante del relé multifuncional, las normas asociadas a los generadores y algunos estudios de coordinación de protecciones. La Figura 6.6 explica la función de cada parámetro junto con la posibilidad de ajuste que brinda el relé.

Figura 6.6 Panel de Configuración habilitado para la función de sobrevoltaje.

No.	Settings	Value
4101	Overvoltage Protection	ON
4102	U> Pickup	V
4103	T U> Time Delay	sec
4104	U>> Pickup	V
4105	T U>> Time Delay	sec
4106A	U>, U>> Drop Out Ratio	
4107A	Measurement Values	Voltage protection with

Fuente: SIPROTEC

Dirección 4101: SOBRETENSIÓN. Para el caso en estudio, es necesario que el ajuste sea: *Overvoltage Protection: ON*.

Dirección 4102: U>. Según [1] y [2], el ajuste debe estar en un 110% de la tensión nominal. La ecuación 6.3 muestra el ajuste propuesto.

$$U > = 110\% * U_n * \left(\frac{1}{RTP}\right) = 1.1 * 13800 * \left(\frac{120}{13800}\right) = 132 \text{ V} \quad (6.3)$$

Por lo tanto el ajuste de esta dirección es: *U> Pickup = 132.0 V*. Una vez el relé detecta este valor, da inicio a un contador de tiempo.

Dirección 4103: T U>. Según [2] este ajuste se debe realizar a *T U> Time delay = 1.5s*.

Dirección 4104: U>>. Según [3] y los estudios de protecciones [10], [11] y [12], se ajusta de acuerdo a la ecuación 6.4.

$$U \gg = 130\% * U_n * \left(\frac{1}{RTP}\right) = 1.3 * 13800 * \left(\frac{120}{13800}\right) = 156 \text{ V} \quad (6.4)$$

Por lo tanto el ajuste de esta dirección es: *U>> Pickup = 156 V*. Una vez el relé detecta este valor, da inicio a un contador de tiempo.

Dirección 4105: TU>>. Según [1] y los estudios de protecciones [10], [11] y [12], se ajusta a *T U>> Time delay = 0.5s*. Pasado este tiempo, el relé da una señal de disparo.

Dirección 4106A: REL. REP. Teniendo en cuenta la recomendación de [2], se ajusta a *U<, U<< Drop Out Ratio = 0.95*.

Dirección 4107A: VALOR. Para el caso, la medición se hará Fase – Fase, es decir *Measurement Values: Voltage Protection with U-Phase-Phase*.

6.2.3 Comparación con los ajustes actuales

En la Tabla 4.2.3 se comparan los ajustes calculados anteriormente con los ajustes actuales de la central de Amaime.

Tabla 6.2 Comparación ajustes protección sobrevoltaje.

Dir.	Variable a ajustar	Rangos para cada parámetro	Ajustes propuestos	Ajustes Actuales
4101	SOBRETENSIÓN	Desactivar Activar Bloq.relé disp.	ON	ON
4102	U>	30.0 .. 170.0 V	132.0 V	132.0 V
4103	T U>	0.00 .. 60.00 s; ∞	1.50 sec	1.50 sec
4104	U>>	30.0 .. 170.0 V	156.0 V	144.0 V
4105	TU>>	0.00 .. 60.00 s; ∞	0.50 sec	0.50 sec
4106A	REL. REP.	0.90 .. 0.99	0.95	0.95
4107A	VALOR	U-FF U-FE	Voltage protection with U-Phase-Phase	Voltage protection with U-Phase-Phase

Fuente: Elaboración propia.

- En la función de protección de sobrevoltaje, se recomienda cambiar el ajuste de la dirección 4103 de 144,0 V a 156,0 V, y que corresponde al ajuste de sobretensión del segundo escalón de la función. Este cambio se recomienda para que el generador tenga un límite de sobretensión mayor y se pueda operar con una mayor libertad antes que haya una señal de disparo. El cambio es recomendado por [3], [10], [11] y [12]. Este cambio se recomienda para garantizar la protección del generador ante una posible falla interna y se calcula según las indicaciones del manual del fabricante del relé y de los estudios de coordinación de protecciones consultados.

CONCLUSIONES

- Para realizar la coordinación de protección de un grupo generador – transformador, debe considerarse las características de los elementos a proteger (generador – transformador), recomendaciones dadas a por las guías de ajuste y normas, tipos de fallas probables.
- Para el ajuste de las funciones de protección debe considerarse la ubicación y modo de operación de los elementos a proteger.
- Los relés digitales además de la función primaria de protección, tiene funciones secundarias tales como oscilografía y registro de eventos que permiten evaluar el desempeño del sistema de protección en los eventos.
- Las diferencias encontradas en los ajustes se deben a que pueden haber condiciones no reales y de los factores de seguridad que se consideran.
- Para tener ajustes óptimos de una protección es importante que los supuestos y condiciones reales sean lo más cercanos a la realidad.
- Para tener una mayor certeza de los ajustes de funciones de protección, se debe implementar pruebas a los equipos a proteger para verificar los parámetros dados por el fabricante

REFERENCIAS

- [1] IEEE Std C37.102-2006 *IEEE Guide for AC Generator Protection*. IEEE Power Engineering Society.
- [2] Protección Multifuncional de Máquinas 7UM62. SIPROTEC. Manual. V4.6 2006.
- [3] ANSI C50.13 *IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above*. . IEEE Power Engineering Society.
- [4] Coordinación de protecciones área de influencia PCH Amaime. Empresa de Energía de Pacífico EPSA E.S.P. Julio del 2010.
- [5] Resolución CREG 025 de 1995.
- [6] GUÍAS PARA EL BUEN AJUSTE Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL STN. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. “E.S.P.” Itagüí, julio de 2000.
- [7] IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. Piscataway, NJ. 1995.
- [8] CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN. COES SINAC. Diciembre 2005.
- [9] COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE GENERADOR. PLANTA ALTO ANCHICAYÁ. Empresa de Energía de Pacífico EPSA E.S.P. Enero 19 de 2004. Jhon F. Caicedo.
- [10] Estudio de verificación de los ajustes de las nuevas protecciones de las unidades de generación. CHIVOR S.A. E.S.P. 2004-03-04. Mejía Villegas S.A.
- [11] ESTUDIO DE AJUSTE DE PROTECCIONES CENTRAL HIDROELECTRICA SAN CARLOS – CRITERIOS DE AJUSTE. Informe 01. EDWIN ARANGO. 08/09/2009.
- [12] ESTUDIO DE AJUSTE DE PROTECCIONES CENTRAL HIDROELECTRICA BETANIA. Power Transmission and Distribution Servicios de Energía – Región Andina Estudios Eléctricos. O. Rozo, D. Rondón. 25/04/2006.
- [13] Power Plant and Transmission System Protection Coordination. NERC System Protection and Control Subcommittee. Draft 6.5 – September 1, 2009