

UNIVERSIDAD TECNICA DE AMBATO

FACULTAD DE INGENIERIA EN SISTEMAS

CARRERA DE INGENIERIA EN ELECTRONICA

**“ESTUDIO PARA LA ACTUALIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE
PROTECCION DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA”**

DIRECTOR: ING. CARLOS SALCEDO O.

AUTOR: VERONICA ACOSTA

**TESIS DE GRADO PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TITULO EN
INGENIERIA ELECTRONICA**

AMBATO - ECUADOR

NOVIEMBRE DEL 2006

El presente trabajo se llevo a efecto en la
Facultad de Ingeniería en Sistemas
con la dirección del señor profesor
Director: Ing. Carlos Salcedo O.

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a Dios por la salud y la vida y por todas las bendiciones recibidas así como también a la Empresa Eléctrica Ambato S.A. por brindarme la oportunidad de poder realizar la investigación de campo y el estudio para el presente trabajo de tesis y de manera especial al Director del Departamento de Operación y Mantenimiento Ing. Iván Naranjo por el apoyo en cada una de las actividades desarrolladas.

Además agradezco a la facultad de Ingeniería en Sistemas por los conocimientos adquiridos durante mi vida estudiantil universitaria.

Agradezco a mi director de tesis Ing. Carlos Salcedo por apoyarme y hacer posible la realización del presente trabajo, al subdecano de la facultad Ing. Marco Jurado, al coordinador de carrera Ing. Mario García por el apoyo constante y a mis profesores durante toda mi preparación académica por las enseñanzas recibidas y por el buen consejo que me supieron brindar.

DEDICATORIA

Dedicado a los pilares fundamentales de mi vida mis queridos padres Juan y Zoila por el apoyo que siempre me brindan, por el esfuerzo que hacen cada día para mi bienestar, por el amor incondicional y sobretodo por estar junto a mí en los buenos y malos momentos.

Dedico a mis hermanas Lorena y Gabriela, a mi abuelita Magdalena por la constante demostración de cariño y buenos deseos de éxito para el desarrollo de este trabajo.

A mis familiares y amigos que confiaron en mí y apoyaron de una u otra manera.

Verónica

DECLARACIÓN, AUTENTICIDAD Y RESPONSABILIDAD

Yo Verónica Alexandra Acosta Jordán con número de cédula de identidad 180359583-2 declaro que la investigación enmarcada en el diseño de la tesis es absolutamente original, auténtica y personal. En tal virtud, declaro que el contenido, efectos legales y académicos que se desprenden del trabajo de tesis son y serán de mi sola y exclusiva responsabilidad legal y académica.

Verónica Acosta

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la señorita Verónica Alexandra Acosta Jordán bajo mi supervisión.

Ing. Carlos Salcedo O.

PRESENTACION

La capacitación y el continuo entrenamiento son de suma importancia en la formación de cada individuo, y la experiencia adquirida avaliza el desarrollo de las actividades para lograr los objetivos propuestos formando profesionales con una respetable y sustancial ventaja competitiva.

Es notorio que los manuales y guías, no siempre brindan el apoyo necesario para su desarrollo, posiblemente es debido al gran volumen de información que se maneja; es por ello, el empeño en desarrollar y presentar una tesis en la que consten la investigación y diseño para poder actualizar una central hidráulica acoplado al diseño ya establecido, analizando las ventajas y desventajas de utilizar dispositivos electrónicos y sustituir los electromecánicos que han sobrepasado su tiempo de funcionamiento y no garantizan un servicio de calidad.

El propósito general es incentivar a los estudiantes para que puedan desarrollar actividades utilizando las nuevas tecnologías que se presentan para brindar soluciones en el ámbito de la industria propendiendo a la correlación interinstitucional entre centros educativos y de servicios a la comunidad con el propósito de viabilizar un enlace eficiente entre la educación y la producción.

INDICE

	PAG.
PRESENTACION	i
INDICE	ii
CAPITULO I	
1.1 PROLOGO	1
1.2 JUSTIFICACION	3
1.3 OBJETIVOS	4
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	4
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.4 ESTUDIO DE LA CENTRAL HIDRAULICA	5
1.4.1 CONCEPTOS GENERALES SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS	5
1.4.1.1 ENERGIA HIDRÁULICA	5
1.4.1.1.1 Historia	5
1.4.1.2 Introducción	7
1.5 TRÁFICOS DE CARGA	9
1.5.1 Características de carga de una central eléctrica	9
1.6 TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS	13
1.6.1 Suministro de energía eléctrica	14
1.7 CONSTITUCIÓN GENERAL DE UNA CENTRAL HIDRÁULICA	14
1.7.1 Clasificación de las centrales hidráulicas	14
1.7.2 Generalidades	16
CAPITULO II	
DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENINSULA Y DEFINICIONES	
2.1 DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENÍNSULA	26

2.1.1 UBICACIÓN DEL PROYECTO	33
2.1.2 PARAMETROS AMBIENTALES	33
2.2 DEFINICIONES	34
2.2.1 SISTEMAS DE PROTECCION	34
2.2.2 RELÉS DE PROTECCIÓN	35
2.2.3 Características generales	36
2.2.4 Relés electromecánicos	37
2.2.5 Relés de tipo armadura	37
2.2.6 Relés de Núcleo Móvil	38
2.2.7 Relés Polarizados	38
2.2.8 Relés de estado sólido	39
2.2.9 Relés Numéricos	42
2.3 CONCEPTOS BASICOS DE PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS	42
2.3.1 Causa de fallas en las instalaciones eléctricas	42
2.3.2 Clasificación de los relevadores	44
2.3.3 APLICACIÓN DE LOS RELEVADORES	48
2.4 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION	50
2.4.1 Sensitividad	51
2.4.2 Selectividad	51
2.4.3 Confiabilidad	52
2.5 PROTECCION DE LOS GENERADORES SINCRONOS	53
2.5.1 Clases de defectos y regímenes anormales de funcionamiento; exigencias impuestas a la protección	53

CAPITULO III

DISEÑO DE LAS PROTECCIONES DIGITALES DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA	
3.1 EQUIPOS A SER SUMINISTRADOS	56
3.2 REQUERIMIENTOS GENERALES	56
3.3 ESQUEMAS DE LAS PROTECCIONES	58

3.3.1 RELE SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO	58
3.4 PROTECCION CONTRA POTENCIA INVERSA	61
3.5 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE	64
3.6 PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE	65
3.7 CALIBRACION DEL RELE DE PROTECCION	67
3.7.1 OPERACIÓN GENERAL	67
3.7.2 ENTRADAS ANÁLOGAS	68
3.7.3 SISTEMA DE MICROCOMPUTADORA	69
3.7.4 ADAPTACION DE LA FRECUENCIA DE MUESTREO	69
3.7.5 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS	70
3.7.6 ELEMENTOS FRONTALES	70
3.7.7 INTERFACE SERIAL	70
3.7.8 POTENCIA SUMINISTRADA	71
3.7.9 EL ALCANCE DE LA APLICACIÓN	71
3.7.10 REGISTRO DE EVENTOS Y VALORES MEDIDOS; GRABANDO EL EVENTO Y DATOS DE FALLA	73
3.7.11 COMUNICACIÓN	73
3.8 CARACTERISTICAS	73
3.8.1 Datos generales	73
3.8.2 Protección de sobrecorriente ($I >$) con bajo voltaje	74
3.8.3 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (voltaje – controlado)	74
3.8.4 Protección de potencia inversa	75
3.8.5 Protección de sobrevoltaje	75
3.9 SISTEMA DE REFERENCIA	75
3.9.1 DESCRIPCION FUNCIONAL	75
3.10 DATOS TECNICOS DE LA REFERENCIA DEL SISTEMA DE POTENCIA	76
3.10.1 Transformador	77
3.10.2 Motor	77
3.10.3 ENTRADAS Y SALIDAS ANALOGAS	77
3.10.4 VOLTAJE AUXILIAR	78

3.10.5 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS	79
3.10.6 Protección de Sobrecorriente de tiempo definido (I>, ANSI 50/51; I>>, ANSI 50/51/67)	80
3.10.7 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (ANSI 51V)	87
3.10.8 Protección de potencia inversa	84
3.10.9 Protección de sobrevoltaje (ANSI 59)	85
3.11 FUNCIONES AUXILIARES	85
3.11.1 VALORES OPERACIONALES	85
3.11.2 REPORTE MAX /MÍN	87
3.12 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA	88
3.12.1 CALCULOS	89
3.12.2 AJUSTES DE PROTECCIONES	95

CAPITULO IV

ANALISIS DEL MODULO DE PROTECCION SIPROTEC 4 7UM61

4.1 Relé de protección multifunción para el generador y el motor (Multifunction Generator and Motor Protection Relay)	97
4.1.1 FUNCIONES GLOBALES	97
4.2 APLICACIONES	99
4.2.1 Funciones de protección	99
4.2.2 Generador Básico	100
4.2.3 Generador Estándar	101
4.2.4 Generador Full (Completo)	101
4.2.5 Motor asíncrono	101
4.3 CONSTRUCCIÓN	102
4.3.1 Protección de sobrecorriente de tiempo definido I>, I>> (ANSI 50, 51, 67)	102
4.3.2 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso	103
4.3.3 Protección de potencia inversa (ANSI 32R)	104
4.3.4 Protección de sobrevoltaje (ANSI 59)	104
4.4 COMUNICACIÓN	104

4.4.1 Interfase de PC local	105
4.4.2 Montaje de las interfaces posteriores	105
4.4.3 Servicio de Interfase	105
4.4.4 Sistema de interfase	105
4.5 SISTEMAS DE SOLUCIÓN	108
4.6 CONEXIONES TÍPICAS	109
4.6.1 Generador directo al bus de conexión	109
4.6.2 Generador directo al bus de conexión con baja resistencia a tierra	110
4.6.3 Generador directo al bus de conexión con alta resistencia generador neutral a tierra	111
4.6.4 Unidad de conexión con punto de encendido aislado	112
4.6.5 Transformador de voltaje en conexión delta abierta (conexión V)	113
4.6.6 Conexión con dos transformadores de corriente	114
4.7 PROGRAMA DE OPERACIÓN DIGSI 4	114
4.7.1 Funciones globales	115
4.8 MONTAJE Y CONEXIONES	116
4.8.1 Configuración de la información	116
4.8.2 Entradas y salidas binarias	118
4.8.3 Salidas binarias	119
4.8.4 Grupos de montura variable	120
4.8.5 Supervisión del circuito de disparo	120
4.8.6 Modificaciones de Hardware	120
4.8.7 Voltaje auxiliar	120
4.8.8 Contacto de vida	121
4.8.9 Corriente Nominal	121
4.8.10 Control de voltaje para entradas binarias	123
4.8.11 Tipo de contacto para las salidas de los relés	123

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES	124
5.2 RECOMENDACIONES	127

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I	PAG.
Figura 1. Historia de la energía hidráulica	5
Figura 2. Toma para el canal de riego en Alloz (gran Bretaña)	6
Figura 3. Centrales mini_hidráulicas	7
Figura 4. Toma de agua para pequeñas centrales	8
Figura 5. Rodete Francis para gran potencial	15
Figura 6. Turbina Kaplan (Turbina de hélice)	15
 CAPITULO II	
Figura 7. Central hidráulica La Península	27
Figura 8. Grupo 1 (Central hidráulica La Península)	28
Figura 9. Relé de protección (Sobrecorriente)	28
Figura 10. Relé de protección (Sobrevoltaje)	29
Figura 11. Rele de protección (Potencia inversa)	29
Figura 12. Cuarto de turbinas (Central La Península)	30
Figura 13. Balance de energía mensual producida por la central hidraulica la peninsula	31
Figura 14. Diagrama unifilar (conexiones Central La Península)	32
Figura 15. Estructura interna de un relé	36
Figura 16. Constitución y funcionamiento de un relé tipo armadura	37
Figura 17. Relé de núcleo móvil	38
Figura 18. Relé polarizado	38
Figura 19. Circuito de conmutación (Variaciones de AND)	40

Figura 20. Circuito de conmutación (Variaciones de OR)	40
Figura 21. Convención de símbolos negativos	41
Figura 22. Ejemplos de unidades de retardo de tiempo	41
Figura 23. Relé tipo armadura atraída	45
Figura 24. Relé tipo eje balanceado	46
Figura 25. Relé de inducción tipo polos sombrados	47
Figura 26. Relé de inducción tipo copa	47
Figura 27. Relé de inducción tipo watímetro	47
Figura 28. Principio de la protección por relevadores	48

CAPITULO III

Figura 29. Unidad SIPROTEC Multifuncional Generador Protección Relay 7UM61	59
Figura 30. Protección contra sobrevoltaje	66
Figura 31. Estructura del mecanismo del dispositivo de protección	68
Figura 32. Conexiones básicas típicas	72
Figura 33. Conexiones básicas del sistema de potencia	
a.- Bus de conexión	76
b.- Unidad de conexión	76
Figura 34. Curva ANSI tipo A muy inverso	81
Figura 35. Curva ANSI inverso	82
Figura 36. Curva ANSI moderadamente inverso	83
Figura 37. Curva ANSI extremadamente inverso	83
Figura 38. Curva ANSI inverso definido	84

CAPITULO IV

Figura 39. Aplicación de las funciones de 7UM61	101
Figura 40. Vista trasera con alambrado de las terminales las seguridades cubren las interfaces de seriales	102
Figura 41. Protección con transformador de corriente en el terminal	103
Figura 42. IEC 60870-5-103 conexión de fibra óptica	106
Figura 43. PROFIBUS circuito doble anillo	107

Figura 44. PROFIBUS RS485	107
Figura 45. Módulo de comunicación eléctrico	108
Figura 46. Módulo de comunicación fibra óptica	108
Figura 47. Módulo de comunicaciones doble anillo	108
Figura 48. Sistemas de solución: comunicación	109
Figura 49. Generador directo al bus de conexión	110
Figura 50. Generador directo al bus de conexión con baja resistencia a tierra	111
Figura 51. Generador directo al bus de conexión con alta resistencia generador neutral a tierra	112
Figura 52. Unidad de conexión con punto de encendido aislado	113
Figura 53. Transformador de voltaje en conexión delta abierta (conexión V)	113
Figura 54. Conexión con dos transformadores de corriente	114
Figura 55. Diagrama de conexiones tanto para corriente, voltaje, para circuitos transformadores y sistemas de potencia	117

CAPITULO I

1.1. PRÓLOGO

En la presente Tesis se considera una evaluación acerca de las posibilidades y factibilidad de desarrollar un estudio para el sistema de protección de la central hidráulica La Península.

Hacemos referencia a los conceptos básicos sobre centrales hidráulicas clasificación, componentes, Sistemas de protección, análisis de una central hidráulica en general con el objetivo de conocer la clasificación de las centrales y cada una de sus partes y mediante este análisis comprender los diferentes sistemas de protección existentes en una central, además la clasificación y enfoque al tipo de central hidráulica de nuestro estudio.

Se analizan en los sistemas de protección los relés adecuados para cumplir con el objetivo.

Además se realiza un análisis y diagnostico de la central hidráulica La Península, la falta de mantenimiento de las microcentrales, se enfoca en la obsolescencia de las partes que constituyen el sistema de protección y su pronta actualización para garantizar un servicio de calidad a la central.

Aquí podemos obtener información acerca de los relés de protección sus generalidades y características, también las distintas aplicaciones y la protección de un generador síncrono.

El diseño e implementación de los sistemas de protección se realiza a partir de un estudio previo, basado en los equipos a ser suministrados y todos los beneficios que se pueden obtener de la implementación de esta análisis., la evaluación técnica de cada uno de los relés que se van a utilizar para la actualización del

sistema de protección de la central La Península ya sean estos protección contra sobrevoltaje, sobrecorriente y potencia inversa, para posteriormente obtener la calibración adecuada y que cumpla con las necesidades de esta central, ubicando las entradas y salidas binarias y análogas para la programación del dispositivo que se vaya a utilizar en la implementación; Se muestra también todo acerca de los datos técnicos que se deben tomar en cuenta al momento del diseño de la actualización.

Al mismo tiempo se ofrece las curvas de calibración que se pueden utilizar, como también el estudio de corto circuitos de la central diferentes condiciones como son en estado de lluvia y en estado de sequía y finalmente la hoja de ajustes del dispositivo utilizado 7UM611.

Se ha desarrollado un análisis sobre el SIPROTEC Multi-Functional Generator Protection Relay 7UM61 práctico de gran utilización, en el que se encuentra el funcionamiento de cada una de las protecciones a utilizarse y funciones adicionales que brinda este dispositivo, precauciones y solución a posibles, inconvenientes al momento de implementar un módulo de protección y finalmente se muestran las conclusiones analizando si se cumplieron con los objetivos propuestos en el desarrollo de este estudio y las recomendaciones pertinentes al mismo.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La central hidráulica La Península de la EEASA, debido al tiempo de servicio requiere de un mantenimiento técnico que permita un funcionamiento óptimo y de calidad acorde con los requerimientos actuales de la Empresa.

Es de suma importancia la realización del estudio del sistema de protección porque en la actualidad existen elementos de protección digitales que ofrecen una amplia gama de servicios concentrados en un solo elemento, además la selección de un buen equipo de protección garantiza que el generador esté protegido contra condiciones anormales que se presenten en la central.

En el ámbito de las protecciones existen una diversidad de criterios para la selección de los relés y adicionalmente para la calibración de éstos, por ello es necesario la referencia teórica para complementar en la práctica con la implementación de los equipos para una mejor calibración, esto permitirá poner en juego los conocimientos adquiridos durante la carrera.

Al realizar el estudio del sistema de protección para el cambio de relés electro mecánicos a relés electrónicos se está produciendo un ahorro tanto en la parte eléctrica como en la parte económica de la cual serán beneficiarios en primer lugar la empresa ya que los ingresos anuales que son en el orden de USD 300,000 dólares, valores que están a la baja por falta de inversiones en el mejoramiento es esta instalación subirían notablemente y en segundo lugar los clientes de la empresa quienes podrán estar garantizados con un servicio eficiente y de calidad.

La realización de este trabajo será de gran impacto dentro de la empresa ya que permitirá mejorar el sistema de protecciones de esta central y la seguridad en la operación de generadores.

El proyecto es totalmente factible porque, se cuenta con la información necesaria y el asesoramiento técnico que proporcionará la empresa así como los recursos económicos suficientes para el desarrollo del trabajo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

- Realizar un estudio para la actualización de los elementos de protección de la central hidráulica la Península.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las condiciones de seguridad de los generadores.
- Analizar las condiciones operativas y de seguridad de los generadores eléctricos evitando paros y pérdidas por indisponibilidad de los generadores ante la presencia de fallas que averíen los bobinados.
- Investigar la mejor alternativa de diseño de los elementos de protección considerando elementos adicionales que involucran un tablero de protección y medida para un generador.
- Considerar la mejor alternativa de diseño de las protecciones para los generadores.
- Obtener un presupuesto real para la compra de los equipos para en base a ello realizar la compra de los elementos a cambiar sirviendo como referencia del concurso a realizarse por parte se la Empresa Eléctrica Ambato evitando sobrepuestos.
- Cambiar los elementos de protección eléctrica con nuevas tecnologías y equipos que ofrecen en el mercado.

1.4. ESTUDIO DE LA CENTRAL HIDRAULICA

1.4.1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE CENTRALES HIDRÁULICAS

1.4.1.1. ENERGIA HIDRÁULICA

1.4.1.1.1 Historia

La fuerza del agua ha sido utilizada durante mucho tiempo para poder moler trigo, pero fue con la Revolución Industrial y especialmente a partir del siglo XIX, cuando comenzó a tener gran importancia con la aparición de las ruedas hidráulicas para la producción de energía eléctrica. Poco a poco la demanda de electricidad fue en aumento. El bajo caudal del verano y otoño, unido a los hielos del invierno hacían necesaria la construcción de grandes presas de contención, por lo que las ruedas hidráulicas fueron sustituidas por máquinas de vapor en cuanto se pudo disponer del carbón.



Figura 1. Historia de la energía hidráulica

La primera central hidroeléctrica moderna se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del

siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad.



Figura 2. Toma para el canal de riego en Alloz (Gran Bretaña)

La energía hidráulica se basa en aprovechar la caída del agua desde cierta altura. La energía potencial, durante la caída se convierte en cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente, se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. Es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua, y una vez utilizada es devuelta río aguas abajo. Su desarrollo requiere construir presas, canales de derivación y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales y el bajo mantenimiento que precisan una vez que están en funcionamiento centran la atención en esta fuente de energía.

La energía hidráulica tiene la cualidad de renovable, pues no agota la fuente primaria al explotarla, y es limpia, ya que no produce en su explosión sustancias contaminantes de ningún tipo.

Al mismo tiempo, la madurez de la explotación hace que en los países desarrollados no queden apenas ubicaciones atractivas por desarrollar nuevas centrales hidroeléctricas, por lo que esta fuente de energía, que aporta una cantidad significativa de la energía eléctrica en muchos países (en España, según datos, puede alcanzar el 30%) no permite un desarrollo adicional excesivo. Recientemente se están construyendo minicentrales hidráulicas, mucho más respetuosas con el ambiente y que se benefician de los progresos tecnológicos, logrando un rendimiento y una viabilidad económica razonable.



Figura 3. Centrales mini-hidráulicas

1.4.1.2 Introducción.

La energía hidroeléctrica es una de las más rentables. El coste inicial de construcción es elevado, pero sus gastos de explotación y mantenimiento son relativamente bajos. Aún así tienen algunos condicionantes:

- Las condiciones pluviométricas medias del año deben ser favorables
- El lugar de emplazamiento está supeditado a las características y configuración del terreno por el que discurre la corriente de agua.

El funcionamiento básico consiste en aprovechar la energía cinética del agua almacenada, de modo que accione las turbinas hidráulicas.

En el aprovechamiento de la energía hidráulica influyen dos factores: el caudal y la altura del salto para aprovechar mejor el agua llevada por los ríos, se construyen presas para regular el caudal en función de la época del año. La presa sirve también para aumentar el salto.

Otra manera de incrementar la altura del salto es derivando el agua por un canal de pendiente pequeña (menor que la del cauce del río), consiguiendo un desnivel mayor entre el canal y el cauce del río.



Figura 4. Toma de agua para pequeñas centrales

El agua del canal o de la presa penetra en la tubería donde se efectúa el salto. Su energía potencial se convierte en energía cinética llegando a la casa de máquinas, que albergan a las turbinas hidráulicas y a los generadores eléctricos. El agua al llegar a la turbina la hace girar sobre su eje, que arrastra en su movimiento al generador eléctrico.

Las turbinas pueden ser de varios tipos, según los tipos de centrales: Pelton (saltos grandes y caudales pequeños), Francis (salto más reducido y mayor caudal), Kaplan (salto muy pequeño y caudal muy grande) y de hélice. Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua

se controla y se puede mantener casi constante. El agua se transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas para adecuar el flujo de agua por las turbinas con respecto a la demanda de electricidad. El agua sale por los canales de descarga.

1.5. TRÁFICOS DE CARGA

Las centrales eléctricas están destinadas a alimentar diversos receptores eléctricos (alumbrado, motores, hornos, etc.). Del número y presencia de estos receptores que en un momento dado, estén conectados a la red, dependerá la potencia que deba proporcionar la central eléctrica para cubrir la demanda. Pero sucede que esta demanda de energía eléctrica es variable en cada época, en cada día y dentro de cada día del año, es variable también en las distintas horas del día.

1.5.1. Características de carga de una central eléctrica.

Se definen algunos conceptos relacionados con la carga que puede suministrar una central eléctrica y con la demanda de energía de los consumidores.

Estos conceptos son:

- Potencia instalada.

Es la suma total de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados con la red que alimenta la central. Se la llama también carga instalada.

$$P_i = \sum_{i=1}^n P_{nom}$$

P_{nom} = potencia nominal

- Factor de carga.

Para tener una medida que indique la naturaleza de la carga instalada, se introduce el denominado *factor de carga*, definido como la relación de la potencia media a la potencia máxima de punta, es decir.

$$m = \frac{\text{Potencia media en KVA}}{\text{Potencia máxima en KVA}}$$

Para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que trabajar excesivamente la central para la potencia de punta P_{max} no suministra más que un pequeño porcentaje de este valor, de forma que la central desaprovecha durante casi todo el día sus posibilidades, ya que la punta de intensidad solamente se precisa durante breves periodos de tiempo.

Cuando la central es de pequeña potencia, para aumentar el valor de la carga, lo que se hace es disponer de un generador principal, un grupo de generadores, que cubra los periodos de carga pequeña normal, y uno o varios generadores auxiliares que entren en funcionamiento durante las horas de máxima demanda de energía.

Cuando la central es de gran potencia o se trata de varias centrales que sobre una misma red, se disponen centrales auxiliares cuya misión es, exclusivamente, cubrir la demanda de energía en las horas punta.

- Factor de demanda

La relación entre la demanda máxima de un sistema y la potencia instalada o sea:

$$a = \frac{\text{Demanda máxima en KVA}}{\text{Potencia instalada en KVA}}$$

Generalmente esta relación oscila entre 0.2 para instalaciones de pequeña potencia y 0.5 para instalaciones de gran potencia.

- Factor de instalación

Está relacionado con el anterior, ya que una central eléctrica determinada, se proyecta para suministrar una demanda determinada. El factor de instalación es la relación entre la potencia total de la central y la potencia conectada a la red alimentada por dicha central, es decir.

$$b = \frac{\text{Potencia total de la central en KVA}}{\text{Potencia instalada en KVA}}$$

En la práctica el factor de instalación adopta los siguientes valores:

Para pequeñas instalaciones (hasta unos 5000 habitantes).....b = 0,2 a 0,3

Para poblaciones hasta unos 20.000 habitantes.....b = 0,3 a 0,35

Para centrales agrícolas.....b = 0,25 a 0,28

Para grandes centrales.....b = 0,4 a 0,5

Al factor de instalación se le conoce también con el nombre de factor de simultaneidad.

- Utilización anual

Es el número de horas anuales que debería trabajar la instalación a plena carga, para que la energía producida fuese igual a la que la central produce en un año, trabajando a carga variable.

La utilización anual se denomina también *duración de aprovechamiento* y en la práctica, alcanza estos valores:

Para suministros a pequeñas ciudades.....1200 a 2000 horas

Para suministros a grandes ciudades.....2000 a 3500 horas

Para grandes suministros (regionales).....3500 a 5000 horas

Eventualmente, estos valores pueden aumentar debido al incremento de población y a la utilización masiva de novedosos aparatos eléctricos.

- Factor de utilización.

La relación entre el número de horas de utilización anual y el número total de horas del año.

$$c = \frac{\text{Número de horas de utilización anual}}{\text{Número total de horas del año}}$$

En la práctica para la determinación de la energía suministrada por un central durante un año, podemos adoptar estos valores para el factor de utilización:

Para suministros a pequeñas ciudades.....c = 0,15 a 0,25
 Para suministros a grandes ciudades.....c = 0,25 a 0,4
 Para grandes suministros (regiones).....c = 0,4 a 0,55

- Factor de reserva.

No basta con construir una central para la máxima punta de potencia que aparezca durante el año. Un grupo de generadores puede quedar parado, por avería o por inspección. Por lo tanto, hay que disponer una reserva de maquinas que sustituya a las que han quedado fuera de servicio. Lo que, quiere decir que la potencia total de la central ha de ser mayor que la potencia máxima para la que ha sido proyectada.

Este hecho se expresa por medio del *factor de reserva* que es la relación entre la potencia total de la central y la potencia máxima que ha de suministrar, o sea:

$$d = \frac{\text{Potencia total de la central en KVA}}{\text{Potencia máxima de la central en KVA}}$$

El factor de reserva es siempre mayor que la unidad y, en la práctica, alcanza estos valores:

Para pequeñas instalaciones y pueblos..... d = 1,3 a 1,6
 Para poblaciones medias.....d = 1,6 a 1,75
 Para centrales agrícolas.....d = 1,6 a 1,7
 Para grandes ciudades.....d = 1,8 a 2

En muchas ocasiones, no es necesario que cada central tenga su propia reserva. Si varias centrales están interconectadas entre sí, podemos hacer que una de ellas trabaje sin reserva, suponiendo que en caso de avería en sus generadores, la potencia que falta será suministrada por las otras centrales interconectadas.

1.6. TIPOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS

Según el servicio que hayan de prestar las centrales eléctricas se pueden clasificar en:

- Centrales de base, destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica, de forma continua. Estas centrales llamadas también *centrales principales*, son de gran potencia y utilizan generalmente como máquinas motrices las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas.

- Centrales de punta, *exclusivamente* proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas - punta; en dichas horas - punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal. Si la central de base es de pequeña potencia, se utilizan grupos electrógenos cuya máquina motriz es un motor de explosión; si la central de base es mayor, se utilizan generalmente pequeñas con motores Diesel.

- Centrales de reserva, que tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería en algún elemento del sistema eléctrico. No deben confundirse con las centrales de punta, anteriormente citada, ya que el funcionamiento de las centrales de punta es periódico (es decir, todos los días a ciertas horas) mientras que el de las centrales de reserva es intermitente. Como centrales de *reserva* se utilizan, normalmente, centrales térmicas cuyas máquinas motrices son turbinas de vapor y, en instalaciones de pequeña potencia, motores Diesel.

- Centrales de socorro, tienen igual cometido que las centrales de reserva citadas anteriormente; pero la instalación del conjunto de aparatos y máquinas que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de socorro son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores Diesel; se instalan en vagones de ferrocarril o en barcos especialmente diseñados y acondicionados para esta misión.

- Centrales de acumulación o de bombeo que son siempre hidroeléctricas. Se aprovecha el sobrante de potencia de una central hidroeléctrica en las horas de pequeña demanda, para elevar agua de un río o de un lago hasta un depósito, mediante bombas centrífugas accionadas por los alternadores de la central, que se utilizan como motores. En los periodos de gran demanda de energía, los alternadores trabajan como generadores accionados por las turbinas que utilizan el agua previamente elevada anteriormente.

1.6.1. Suministro de energía eléctrica

Casi todo el suministro de energía eléctrica que se efectúa en la actualidad es corriente alterna trifásica a 60 Hz. Las otras clases de corriente solamente se utilizan en casos excepcionales. Por ejemplo, la corriente continua apenas se produce directamente, sino que se obtiene en subcentrales convertidoras, a partir de la corriente trifásica a 60 Hz.

Para pequeños abonados e industriales, la distribución de energía eléctrica se efectúa generalmente a la tensión de 127/220 V

1.7. CONSTITUCIÓN GENERAL DE UNA CENTRAL HIDRÁULICA

1.7.1. Clasificación de las centrales hidráulicas.

Los tipos de centrales son variadísimos ya que en todos los casos, la construcción de una central hidráulica debe subordinarse a la especial situación del río, embalse, etc. cuya energía se pretende aprovechar. De todas maneras, las centrales hidráulicas pueden clasificarse en:

1.- *Centrales de alta presión:* Alturas de saltó hidráulica superiores a los 200 m. Como máquinas motrices se utilizan, generalmente, turbinas Pelton o, para los saltos de menor altura, turbinas Francis lentas.

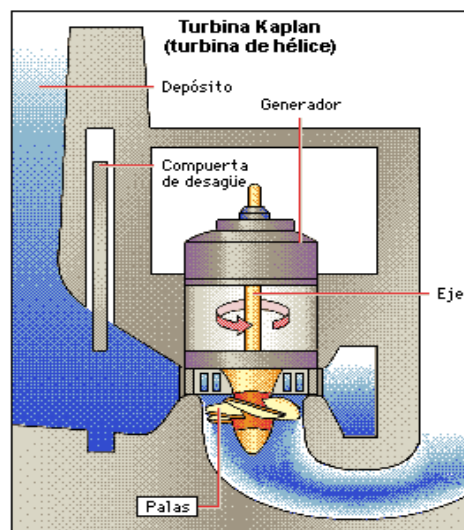
2.- *Centrales de media presión:* Alturas de salto hidráulica comprendidas entre 20 y 200 m. Las máquinas motrices empleadas son las turbinas Francis medias y rápidas, correspondiendo estas últimas a los saltos de menor altura, dentro de los límites indicados.



Figura 5. Rodete Francis para gran potencia

3.- *Centrales de baja presión.* Alturas de salto hidráulica, inferiores a 20 m. Es la zona de utilización de las turbinas Francis extra rápidas, de las turbinas de hélice y, sobre todo, de las turbinas Kaplan.

Figura 6. Turbina Kaplan (Turbina de hélice)



Las centrales hidráulicas también se clasifican como sigue:

a) Las centrales de agua corriente.- se construyen en los sitios en que la energía hidráulica disponible puede utilizarse directamente para accionar las turbinas de tal forma que de no existir la central, esta energía hidráulica se desperdiciaría. Como sabemos, el caudal de un río es variable en las diferentes estaciones del año; además, en muchos casos, hay que contar con años de sequía y años con

abundancia de agua. La central de agua corriente puede construirse para el mínimo disponible de caudal pero entonces, en las épocas con abundante caudal, el exceso es desaprovechado; también puede construirse para el caudal máximo y, en este caso, en las épocas de escasez de agua la central trabaja con poca carga y, por lo tanto, con poco rendimiento.

b) La solución más económica, y la que se emplea actualmente es una solución media entre los dos extremos citados. **En las centrales embalsadas** se consigue un embalse artificial o pantano, en el cual se acumula el agua, que podemos aprovechar en la central, según las necesidades. El embalse se consigue, actualmente, por medio de una presa situada en lugares apropiados del río (por ejemplo, en sitios angostos y de márgenes rocosas).

1.7.2. Generalidades.

A continuación se muestra un detalle de central hidráulica:

a.- Presa

Se llama *presa* en general a una construcción que se levanta en el lecho del río para atajar el agua, produciendo una elevación de su nivel que permite la derivación de ella, o bien para almacenar el agua regulando el caudal del río.

Según el objeto para que están construidas, las presas se dividen en dos grandes grupos:

- ***Presas de derivación***, llamadas también *azudes* y *presas de vertedero* están dispuestas, preferentemente, para elevar el nivel del agua contribuyendo a crear el salto y siendo efecto secundario el almacenamiento del agua cuando lo requieran las necesidades de consumo.

- Por el contrario, el objeto preferente de las *presas de embalse* es el almacenamiento de agua para regular el caudal del río, siendo de efecto secundario la elevación del nivel del agua para producir el salto, por lo general no están dispuestas para que las aguas viertan por encima, sino que tienen construcciones laterales, denominados *aliviaderos de superficie* que sirve para

devolver el agua excedente al cauce aguas abajo de la presa, cuando se ha llenado el embalse.

b.- Canal de derivación

El *canal de derivación* se utiliza para conducir el agua desde la presa de derivación hasta las turbinas de la central. Cuando el salto es superior a unos 15m. conviene dar entrada a las aguas en la sala de turbinas por medio de tuberías forzadas y, para ello, debe preverse una *cámara de presión* donde termina el canal y comienza la tubería. En muchos casos, de los que hemos visto algunos ejemplos, se suprime el canal de derivación y las tuberías forzadas se aplican directamente a las tomas de agua de la presa.

Por lo general, y para evitar filtraciones en el terreno, los canales de derivación están revestidos interiormente de mampostería, hormigón en masa u hormigón armado. Los canales pueden realizarse *en desmonte*, es decir excavando el terreno, solución que es la más segura a efectos de la estabilidad y de la aminoración de filtraciones, *a media ladera*, o sea excavando la ladera por un lado y disponiendo un terraplén al otro lado y, finalmente, *en terraplén*, es decir, con obra de fábrica a ambos lados, solución a la que se recurre sólo excepcionalmente porque es la más costosa y porque, para que la estabilidad tenga las debidas condiciones, debe consolidarse por medio de contrafuertes, cimientos, etc...

En el origen del canal se dispone un conjunto de obras denominado bocal, que permite el ingreso de las aguas en dicho canal. Se denomina regulador a la disposición de cierre, cerca del comienzo del canal con la que puede regularse el paso de las aguas dentro de las posibilidades de su capacidad, esencialmente, el regulador es una estructura de obra de fábrica con compuertas elevables y abatibles en número y disposición adecuadas para que sus movimientos se realicen con seguridad y rapidez.

Antes de comenzar el estudio de las tuberías de presión, conviene definir lo que es el *golpe de ariete*, y los procedimientos para reducir sus efectos.

Se denomina *golpe de ariete* a la variación de presión en una tubería, por encima o por debajo de la presión normal, ocasionada por bruscas fluctuaciones del caudal.

Cuando la carga de trabajo que sirve la turbina, disminuye bruscamente, el regulador automático de la turbina cierra la admisión de agua, y los efectos de inercia de ésta provocan un golpe de ariete *positivo*, es decir, una sobrepresión brusca, especialmente en la parte de la tubería situada junto a la cámara de presión de la turbina. Cuando aumenta la carga de la turbina demanda más agua y el regulador abre la admisión provocando un golpe de inercia negativo o sea, una depresión brusca en la tubería, sobre todo, cerca de la cámara de presión de la turbina.

c.- Tuberías de presión

En las instalaciones hidroeléctricas, las *tuberías de presión* o *tuberías forzadas*, tienen por objeto conducir el agua desde la cámara de presión a las turbinas cuando, por causa de la altura del salto, se precisa tal disposición para transformar la energía potencial de posición (que tiene el agua en la cámara de presión), en energía potencial presión, que tiene junto a la turbina y al final de la conducción forzada. Como se ha indicado en un párrafo anterior que para alturas de salto inferiores a unos 15m, bastaba con un canal sin carga de presión; cuando la altura de salto es superior al límite citado, deben emplearse conducciones forzadas.

En lo que se refiere a los materiales empleados para la construcción de la tubería, los más empleados son:

Las *tuberías de presión de palastro*, son muy empleadas pues pueden adaptarse fácilmente a las más altas presiones. Son más utilizadas las tuberías de palastro de acero que las de hierro, ya que las primeras tienen mayor resistencia y resultan más económicas que las de hierro. Los tubos se forman arrollando chapas rectangulares de palastro, a las que se da forma cilíndrica uniendo longitudinalmente los bordes de estas chapas.

Algunas veces, se refuerzan las tuberías metálicas, por diversos procedimientos; estos refuerzos aumentan la resistencia de la tubería cuando se llega a un diámetro

determinado que no conviene reducir para no aumentar excesivamente la velocidad del agua y los golpes de ariete.

Las *tuberías de Uralita* (amianto - cemento) se emplean saltos de poca potencia y alturas hasta 150 m; han dado resultados y por su baratura, son muy recomendables, dentro claro esta de los límites anteriormente citados los tubos se construyen en longitudes de 4 m y se unen entre si por medio de juntas adecuadas que mantienen la estanquidad por medio de aros de goma vulcanizada. Generalmente se montan enterradas en zanjas.

Las *tuberías de hormigón armado*, se utilizan en casos de gran caudal y alturas de salto hasta unos 40 metros.

Las tuberías de hormigón armado están constituidas por espiras de hierro, que hacen de directrices y por varillas de reparto que son las generatrices, fundidas ambas armaduras en hormigón hidráulica. Las tuberías de gran diámetro se fabrican sobre el terreno y las de pequeño diámetro pueden fabricarse fuera de él aunque, en este caso, conviene que la fabricación se realice cerca de la obra para reducir los gastos de transporte.

Las *tuberías de hormigón precomprimido* están constituidas por tubos de hormigón armado con una ligera armadura longitudinal de hierro, cuyo objeto es obtener una estructura resistente a los esfuerzos longitudinales que se presentan durante las maniobras de preparación. La presión hidráulica se resiste por medio de un hilo de acero arrollado en el tubo, lo que permite reducir notablemente el espesor del tubo sin que éste pierda resistencia.

En tuberías de gran diámetro, que soportan elevadas presiones hidráulicas, generalmente, la hélice de acero se arrolla sobre una plancha de hierro que tiene por objeto la impermeabilización del tubo. Estas tuberías se montan en el terreno como las de hormigón armado corriente, es decir, enterradas; las juntas de unión de los tubos han de ser especiales.

Las *galerías de presión* están directamente excavadas en la roca utilizan para unir el embalse con la chimenea de equilibrio. Se construyen con escasa pendiente de (1 a 1000m) y, como la chimenea de equilibrio absorbe totalmente los golpes de ariete, la galería de presión solamente esta sometida a algo más de la presión debida a la altura del nivel del embalse.

d.- Compuertas

Las compuertas se utilizan para cerrar las conducciones de agua (canales - tuberías), así como para regular el caudal de agua en dichas conducciones. En los aprovechamientos hidroeléctricos, las compuertas sitúan, como hemos visto, en las tomas de agua, en los desagües de fondo, en los canales de derivación, etc...

Las compuertas utilizadas en todos los sitios indicados, son de las mismas características constructivas; únicamente hay que tener en cuenta que las compuertas sometidas a grandes presiones (por ejemplo, en las tomas de agua) habrán de ser de construcción más robusta que las compuertas que resisten pequeñas presiones (por ejemplo, en los canales de derivación abiertos).

En los aprovechamientos hidroeléctricos, es frecuente cerrar los vanos de paso de agua por medio de tableros de forma rectangular que se apoyan en la parte inferior, sobre un umbral de piedra, madera y hierro, y en las partes laterales, sobre ranuras, generalmente verticales.

En las grandes compuertas se disponen en el tablero móvil, dispositivos de rodadura que permiten disminuir el esfuerzo necesario para el accionamiento de la compuerta

e.- Accionamiento de las compuertas

Para elevar una compuerta es necesario un esfuerzo que ha de ser superior al peso propio de la compuerta y a los rozamientos originados por la presión hidráulica; en las compuertas de rodadura y de segmento, el peso propio es mayor que el rozamiento, producido por la presión hidráulica por lo que la acción de dicho peso

propio basta para provocar el descenso de la compuerta. En otro caso, ha de preverse también un accionamiento.

Solamente las compuertas de pequeñas dimensiones pueden accionarse manualmente. Para ello, se utiliza un torno con eje de madera o hierro, accionado por dos manivelas y, muchas veces, provisto de engranajes. Otras veces se emplea un elevador de tornillo o husillo vertical.

Para las compuertas de mayor peso se utilizan varios dispositivos como cremallera con rueda sencilla o varias ruedas, cremallera con accionamiento de engranaje y tornillo sin fin, torno de husillo horizontal.

f.- Órganos de obturación (Válvulas)

Los *órganos de obturación* denominados, en general, *válvulas*, se utilizan para abrir y cerrar el paso del agua por los conductos forzados. Según el empleo a que están destinados, los *órganos de obturación* pueden ser:

1.- *Órganos de seccionamiento*, cuya misión es cerrar el paso del agua hacia las turbinas, cuando sea necesario.

2.- *Órganos de seguridad*, que deben obturar el conducto, no solamente en el caso en que el caudal sobrepase el absorbido normalmente por la turbina, sino también, en caso de embalamiento de esta última. Estas válvulas están provistas, casi siempre, de dispositivos automáticos de cierre, que entran en acción cuando la velocidad del agua sobrepasa un valor máximo, fijado de antemano.

Las válvulas más frecuentes son:

a.- Las *válvulas de compuerta*, como su nombre indica se accionan de la misma forma que una compuerta, es decir; por desplazamiento vertical de un tablero deslizante por unas guías. Las válvulas de compuerta se utilizan en canales abiertos, para el vaciado de fondo en los embalses, etc...

2.- Las *válvulas de mariposa* se emplean especialmente como *órganos de emergencia* y de seguridad en el arranque de tuberías forzadas de centrales

hidroeléctricas. En saltos de altura a media se adoptan también como órganos de cierre delante de las turbinas. En las válvulas de mariposa de pequeñas dimensiones, el accionamiento es manual: sea por volante o sea por contrapeso.

3.- *Las válvulas esféricas.* El principal inconveniente de las válvulas esféricas es que su cierre no es rápido, lo que puede ser fundamental en casos de emergencia se utilizan como órganos de seccionamiento y de seguridad y su accionamiento, como en los casos anteriores, puede ser manual o por servomotor.

La elección del tipo más apropiado depende de las dimensiones, de la forma de la sección que se ha de obturar, de la presión, de la necesidad de una regulación de apertura parcial, etc...

g.- Cámara de turbinas

Se denomina *cámara de turbinas* al espacio destinado en una central hidroeléctrica para el alojamiento de las turbinas hidráulicas; aquí explicaremos solamente algunos conceptos interesantes, relacionados con la situación de las turbinas dentro del conjunto de una central hidroeléctrica.

La cámara de turbinas puede ser *abierta*, si está en comunicación con el exterior, o *cerrada*, en el caso contrario.

La cámara abierta solamente se utiliza en saltos de pequeña altura (hasta unos 15 m), cuando es posible hacer llegar directamente al distribuidor de la turbina, el agua procedente del canal de derivación; en estos casos, la cámara de turbinas hace las veces también de cámara de presión. En las cámaras abiertas, se utilizan *turbinas de eje vertical* y *turbinas de eje horizontal*. En el primer caso, la cámara queda por debajo de la sala de máquinas y el nivel de aguas arriba queda también por debajo del piso de aquella. En segundo caso, la cámara queda situada contigua a la sala de máquinas y nivel de aguas arriba, por encima del piso de la sala de máquinas

Actualmente, en casi todos los saltos de agua, se utiliza turbinas en cámara cerrada, a la que afluye el agua procedente de las tuberías forzadas. Esta

disposición, tiene la gran ventaja de que las tuberías pueden situarse en el lugar más conveniente, los efectos de cimentación, canal de desagüe, etc... ya que a la tubería de presión, que une la cámara de presión con las turbinas puede dársele el trazado y longitud más adecuados.

Para resumir todo lo dicho en el presente párrafo veamos las ventajas e inconvenientes de las turbinas de eje vertical y de eje horizontal, tanto para cámaras abiertas como cerradas:

Turbinas de eje vertical

Ventajas:

- a) posibilidad de montar los generadores por encima del nivel de agua, hasta la altura más conveniente, por pequeño que sea el salto.
- b) economía de instalación.

Inconvenientes:

- a) Si la turbina ha de accionar un generador de eje horizontal, son necesarios engranajes de transmisión.
- b) Las cargas verticales correspondientes a las máquinas han de ser sostenidas por un soporte cojinete de empuje.

Turbinas de eje horizontal

Ventajas:

- a) Soportes cojinetes normales.
- b) transmisión directa a ejes horizontales.
- c) más fácil vigilancia porque todos los elementos están a la misma altura.

Inconvenientes:

- a) instalación de mayor extensión superficial, por lo tanto más caras
- b) el agua ha de reingresar al canal de desagüe a través de uno o más codos a 90°; por lo tanto, mayores pérdidas de carga.

h.- Tubo de aspiración

El *tubo de aspiración* sirve de enlace entre la turbina y el desagüe y para aprovechar, además, el salto entre ambos elementos. Se construye de hormigón o

de chapa de acero y ha de tener una sección variable para conseguir la máxima recuperación de la energía cinética del agua a la salida del rodete de la turbina.

En las turbinas Pelton no tiene importancia la recuperación de la energía existente a la descarga de la rueda y, además, entre el centro de la rueda y el nivel de agua del desagüe hay una distancia que representa una proporción muy pequeña de la altura total del salto. Pero en los restantes tipos de turbina (Francis, hélice y Kaplan), la velocidad de salida del rodete es elevada y el rendimiento con descarga libre sería muy bajo, por lo que se precisa realizar la recuperación correspondiente a la velocidad de descarga.

El tubo debe ser lo más recto posible; pero cuando la instalación no lo permite sin gran coste de excavación, el tubo se encorva suavemente, desaguando horizontalmente, dando a la salida mayor dimensión a la luz horizontal que a la vertical y abocinándolo gradualmente para disminuir la velocidad residual.

En las turbinas rápidas al salir el agua, animada de un movimiento giratorio, en la dirección del eje del rodete, se produce remolinos en los cambios de dirección que reducen la sección de desagüe del tubo. Con objeto de evitar este inconveniente, que reduce el rendimiento global de la instalación, se disponen *hidroconos* ideados para las turbinas de eje vertical; el más empleado es el hidrocono Moody.

i.- Canal de desagüe

El canal *de desagüe* llamado también *socaz*, recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente. A la salida de las turbinas, el agua tiene todavía una velocidad importante y, por lo tanto, bastante poder erosivo y para evitar socavaciones del piso o paredes hay que revestir cuidadosamente el desemboque del agua de las turbinas.

En saltos bajos, en que conviene perder poco desnivel, el canal de desagüe ha de ser corto. En saltos de gran altura y, especialmente en aquéllos en que el agua arrastra poco o ningún material sólido, el canal de desagüe puede ser de mayor longitud.

j.- Casa de máquinas

En la *casa de maquinas* de una central hidroeléctrica, se montan los grupos eléctricos para la producción de la energía eléctrica, así como la maquinaria auxiliar necesaria para su funcionamiento. Como puede comprenderse, las disposiciones adoptadas para las casas de máquinas, son variadísimas y dependen de las circunstancias y condiciones del aprovechamiento hidroeléctrico.

Sin embargo, podemos intentar una primera clasificación de las centrales según la disposición general de la casa de máquinas en: centrales al exterior y centrales subterráneas.

CAPITULO II

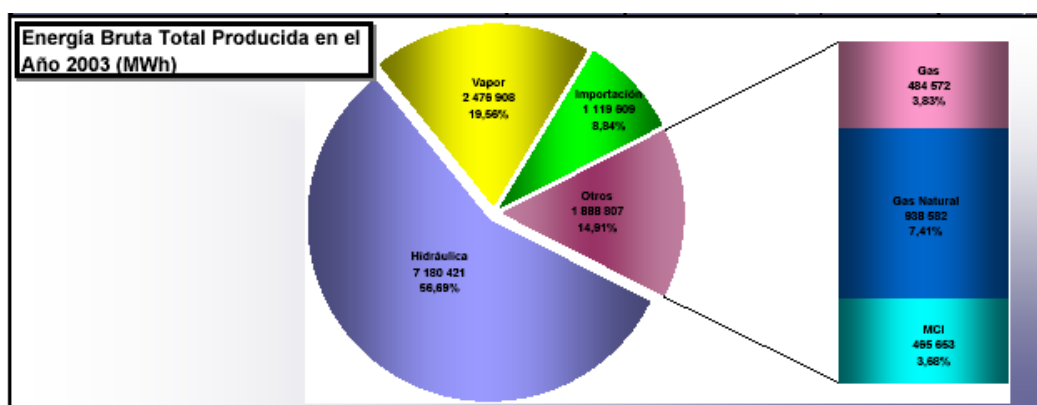
DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENINSULA

2.1. DIAGNOSTICO ACTUAL DE LA CENTRAL HIDRÁULICA LA PENÍNSULA

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra sumido en una profunda crisis, fundamentalmente de carácter económico, producto de factores endógenos y exógenos, que pone en peligro el suministro continuo y confiable de la energía eléctrica en las cantidades suficientes, y al menor costo posible, para el desarrollo de la sociedad ecuatoriana.

La situación del Sector Eléctrico Ecuatoriano es angustiosamente frágil y amerita emprender a tiempo con soluciones integrales.

Sobretudo con las centrales hidráulicas que son las que mayor aporte dan al país por ser la energía eléctrica más económica como se muestra en la siguiente gráfica:



Las minicentrales instaladas hace mucho tiempo atrás; como es el caso de la central hidráulica la Península, no han recibido las actualizaciones correspondientes para que su funcionamiento sea en condiciones normales.



Figura 7.- Central hidráulica La Península

Esta central entró a operar en marzo del 1962 y en la actualidad continúa funcionando, son más de cuarenta años de operación y sus componentes siguen siendo los originales; éstos solo han recibido reparaciones y trabajos de mantenimiento, y no presentan la confiabilidad requerida. Los sistemas de protección electromecánicos de la central La Península y sus componentes son cada vez más obsoletos y no brindan las debidas seguridades.

El mal estado del sistema de protecciones y en general de los tableros es ratificado por un trabajo de inventario realizado en la central es decir, con base en el documento de SERTECPRO Cía. Ltda. (Documento de la Empresa Eléctrica Ambato) se obtienen los datos acerca de la funcionalidad de los tableros de la central hidráulica la Península siendo estos los siguientes:

Está compuesto por 15 cubículos para medida, control y protección de grupos, totalizador medida y control de cada grupo, totalizador y disyuntor medida, control y protección, algunos equipos no funcionan correctamente o han sido cambiados

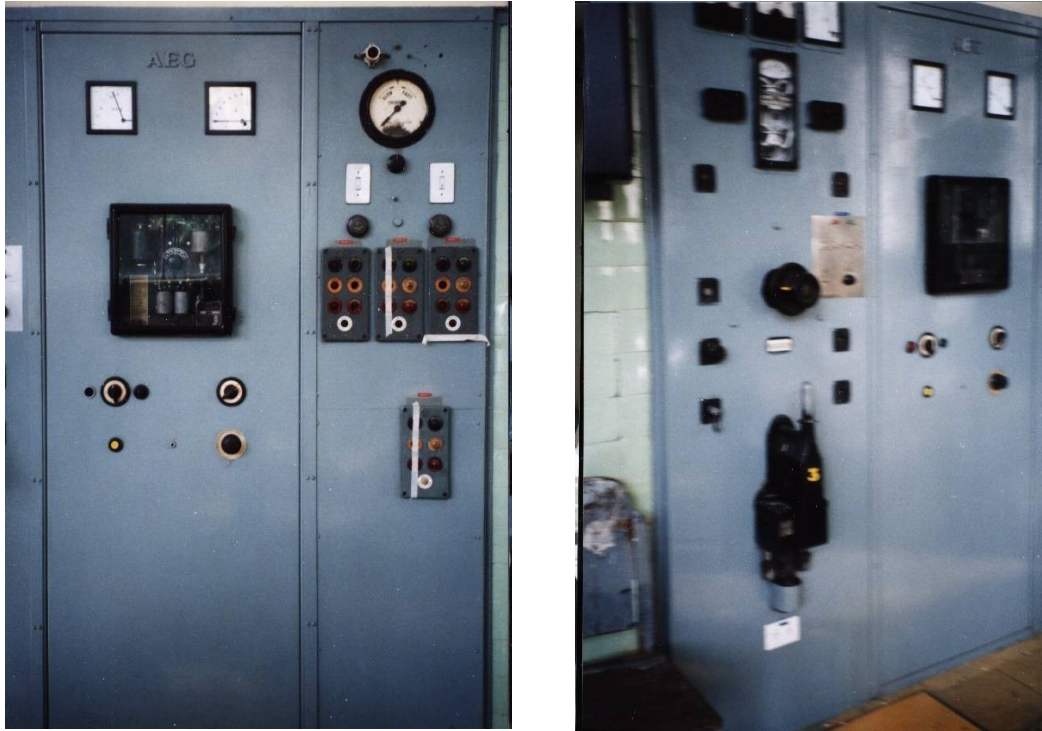


Figura 8.- Grupo 1 (Central hidráulica La Península)

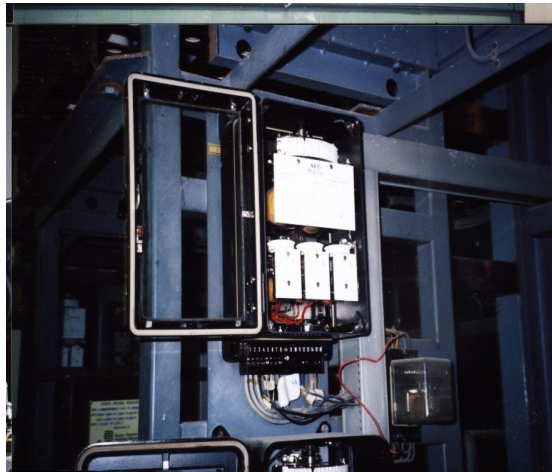


Figura 9.- Relé de Protección (Sobrecorriente)

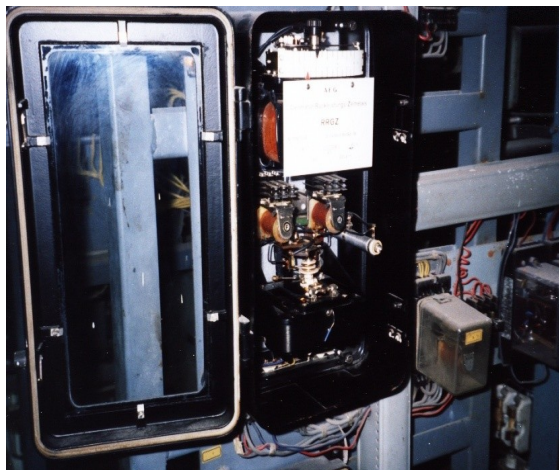


Figura 10.- Relé de Protección (Sobrevoltaje)

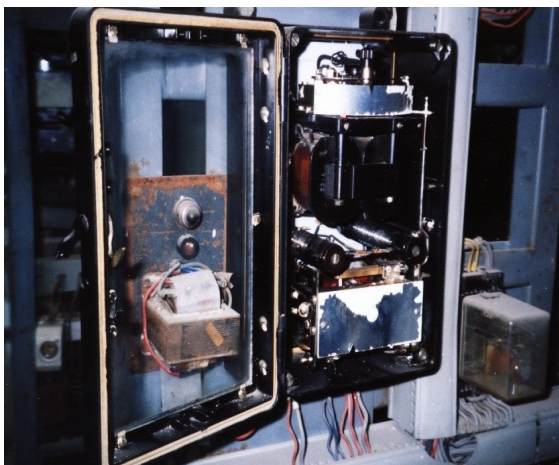


Figura 11.- Relé de Protección (Potencia inversa)

como por ejemplo los reguladores de voltaje de los grupos 1, 2 y 3 cargador de baterías así como algunos de sus instrumentos debido principalmente a su obsolescencia tecnológica: sensores, relés, voltímetros, etc, a excepción de los tableros del grupo 4 que están en mejores condiciones. Este trabajo se realizó en el año de 1998 y se determinó lo siguiente:

Vida útil remanente: 8 años

Factor de estado: 4

Condición de operación: Operativo

Nivel de uso: mucho uso

Estado de mantenimiento: regular, con necesidades no rutinarias sencillas

Nivel de obsolescencia: altamente obsoleto.

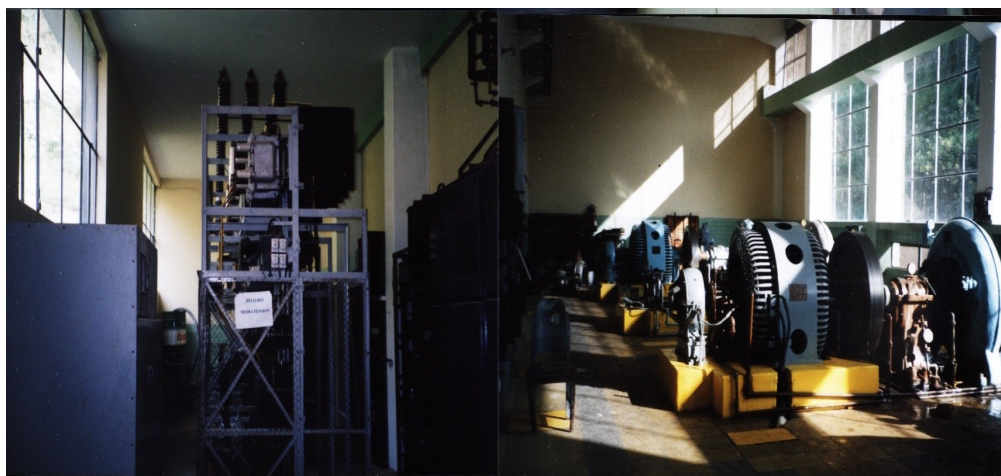


Figura 12.- Cuarto de turbinas (Central La Península)

Protecciones

PROTECCIONES	SOBRECORRIENTE	SOBRETENSION	POTENCIA	TEMPERATURA
Generador N1	En operación	En operación	En operación	No instalado
Generador N2	En operación	En operación	En operación	No instalado
Generador N3	En operación	En operación	En operación	No instalado

Debido al tiempo de funcionamiento y considerando que esta central es de vital importancia para los intereses de la Empresa Eléctrica Ambato, se debería realizar una actualización urgente de los equipos que componen los sistemas de protección y sus elementos auxiliares.

La importancia que tiene la central hidráulica la Península no solo para la ciudad sino también para el país al producir energía eléctrica se muestra en la producción mensual y el gran porcentaje que contribuye en la generación total como se muestra en la tabla a continuación:

Empresa	Tipo de Central	Central	Mes	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares de Unidades (MWh)	Consumos Otros Auxiliares (MWh)	Energía Comprada al MEM (MWh)	Energía Comprada a E. Eléctricas (MWh)	Energía Disponible (MWh)	Energía Entregada al MEM (MWh)	Energía Generada No Incorporada al MEM (MWh)
			Ene	212,01	1,56	-	-	-	210,45	210,45	-
			Feb	303,11	1,44	-	-	-	301,67	301,67	-
			Mar	651,96	1,44	-	-	-	650,52	650,52	-
			Abr	714,02	1,25	-	-	-	712,78	712,78	-
			May	1 480,40	1,30	-	-	-	1 479,10	1 479,10	-
			Jun	1 312,41	0,92	-	-	-	1 311,49	1 311,49	-
			Jul	1 587,26	0,81	-	-	-	1 586,45	1 586,45	-
			Ago	1 036,03	0,96	-	-	-	1 035,07	1 035,07	-
			Sep	208,82	0,75	-	-	-	208,07	208,07	-
			Oct	149,40	1,85	-	-	-	147,55	146,58	0,98
			Nov	54,57	0,54	-	-	-	54,03	54,03	-
			Dic	546,01	0,85	-	-	-	545,17	545,17	-
		Total Peninsula		8 256,02	13,66	-	-	-	8 242,36	8 241,38	0,98
	Total Hidráulica			8 256,02	13,66	-	-	-	8 242,36	8 241,38	0,98

Figura 13.- BALANCE DE ENERGÍA MENSUAL PRODUCIDA POR LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA

Durante este análisis se plantea un cambio de los relés electromecánicos que componen los tableros para obtener un mejor comportamiento global de las protecciones esto se puede realizar con relés electrónicos de valor eficaz verdadero, para la protección de los generadores.

Por ello es necesario también realizar el estudio urgente de las características y demás componentes los sistemas de protección para actualizar estos equipos y dar un mejor servicio, evitar riesgos a futuro y optimizar la calidad de servicio brindado por esta central.

La central hidráulica La Península es de suma importancia puesto que es de gran aporte al país por ser la energía más económica, sobretodo abastece a la parte norte, esta central se conecta a una barra de 6.9KV y esta conformada por 4 grupos generadores: tres de 625 KVA y uno de 1875 KVA, su vez tiene dos conexiones una con la subestación Loreto y otra con la subestación Lligua que abastece a zonas como Izamba, Catiglata, etc., pero funciona en forma esporádica estas conexiones se pueden mostrar en la siguiente figura.

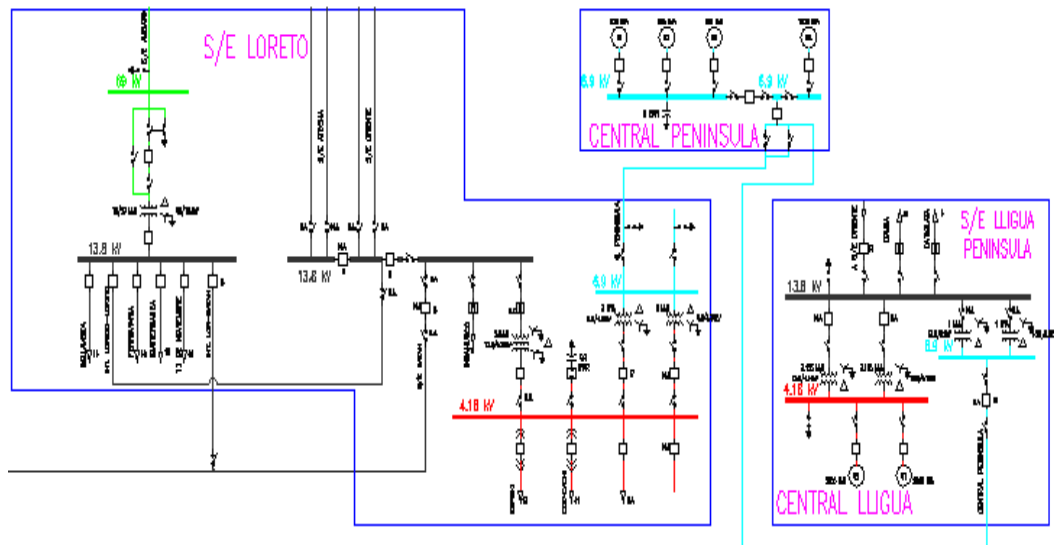
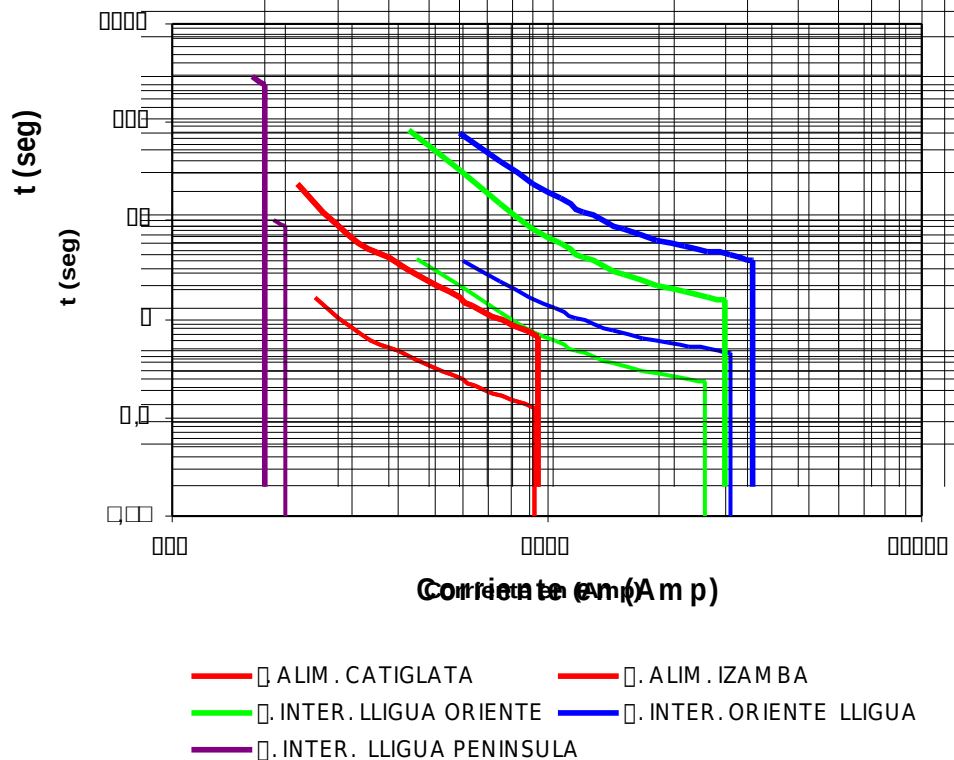


Figura 14.- Diagrama unifilar (conexiones Central La Península)

Además se muestran las gráficas de las diferentes interconexiones en las que podemos observar que la interconexión Lligua _Península tiene datos que fueron tomados análogamente por las condiciones de la central t por el tipo de conexión, por lo que no se puede realizar la curva de coordinación.

Posición.	S/E Península		Nivel.	6.9KV		
Ali.o Línea	Interconexión Lligua península					
Estudio	Fase	Relé	CO8			
TAP=	5,0	Curva	Inversa			
RTC=	50	Dial	2			
Inst=	8	Marca	Westinghouse			
i de transformador de pot.	2					
M.T.	Isec. (Amp)	I pri.(Amp)	I pri.(Amp) a 13.8 kV	DIAL		
				0.5 seg (actual)	1 seg	2 seg
1,5	7,5	375	187,5	1,65	4,2	10
1,6	8	400	200	0,71	2,1	9
1,6	8	400	200	0,48	1,19	9
1,6	8	400	200	0,35	0,79	0,01
3,5	17,5	875	437,5	0,27	0,6	1,3
4	20	1000	500	0,21	0,48	1,05
5	25	1250	625	0,15	0,36	0,79
6	30	1500	750	0,12	0,3	0,65
7	35	1750	875	0,1	0,275	0,59
7	35	1750	875	0,09	0,25	0,59
7	35	1750	875		0,24	0,01
8	40	2000	1000		0,24	0,01
9,44	47,2	2360	1180		0,01	0,01



Se debe mencionar que no se han podido obtener todos los datos técnicos de esta central por su antigüedad y porque no se ha tenido mayor cuidado en tener documentos archivados que permitan mostrar en su totalidad los datos con los que la central La Península ha sido diseñada, sino solamente los mostrados en este documento.

2.1.1. UBICACIÓN DEL PROYECTO

Los equipos a ser suministrados funcionaran en la siguiente instalación: Central La Península ubicada en la Parroquia La Península al norte de la ciudad de Ambato; y situada a 2400 metros sobre el nivel del mar.

2.1.2. PARAMETROS AMBIENTALES

Los parámetros ambientales aplicables a la central son los siguientes:

- a. Altura sobre el nivel del mar 2400 m.s.n.m
- b. Temperatura ambiente:
 - Mínima anual -5 ° C

– Máxima anual	40 ° C
– Media anual	25 ° C
c. Zona de amenaza sísmica	Alta
d. Condiciones sísmicas	
- Horizontal	0.3 G
- Vertical	0.15 G
e- Nivel isoceraunico	20
f.- Polución ambiental	Ligero
g. Humedad relativa (%)	
– Máxima promedio anual	93%
– Media anual	75%
h. Precipitación media anual	113 mm
i. Nivel de contaminación ambiental	Medio

En el anexo A podemos observar el plano del grupo 1 de protección y obtener un detalle de la ubicación de cada una de las protecciones que se utilizan en la actualidad de la central hidráulica La Península cabe recalcar que en este plano se muestran los relés electromecánicos, los mismos que serán sustituidos como se indica en el plano del anexo B.

2.2. DEFINICIONES

2.2.1. SISTEMAS DE PROTECCION

El problema de la protección en los sistemas eléctricos adquiere cada vez mayor importancia ante el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y los requerimientos de una mejor calidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un aspecto importante a considerar es la protección por relevador que se refiere a un equipo en particular o sistemas de equipos que miden y comparan las cantidades de un sistema de potencia e inician una acción requerida para aislar del sistema de potencia, los elementos que se encuentren en falla.

El estudio de protecciones en un sistema eléctrico de potencia se lo efectúa en sus fases de planeamiento y operación, consiste en establecer en forma práctica la coordinación de las protecciones las mismas que servirán para aislar sectores fallosos del sistema y permitir una alta confiabilidad al mismo.

El acelerado incremento de la carga en los alimentadores e interconexiones hace que el estudio de protecciones se lo este realizando en forma seguida para proporcionar una protección segura y debidamente coordinada por medio de los relés, los mismos que liquidan automáticamente las diferentes fallas que se presentan.

2.2.2. RELÉS DE PROTECCIÓN

Un relé está formado por un electroimán y unos contactos conmutadores mecánicos que son impulsados por el electroimán. Éste requiere una corriente de sólo unos cientos de miliamperios generada por una tensión de sólo unos voltios, mientras que los contactos pueden estar sometidos a una tensión de cientos de voltios y soportar el paso de decenas de amperios. Por tanto, el conmutador permite que una corriente y tensión pequeñas controlen una corriente y tensión mayores.

Muchos pequeños conmutadores y circuitos electrónicos no pueden soportar corrientes eléctricas elevadas (a menudo no más de 1 amperio) y serían incapaces de controlar.

Existen bobinas de relé para una amplia gama de tensiones, y algunas están diseñadas para controlar simultáneamente muchos contactos conmutadores.

Tipos de relés

Relés electromecánicos:

- A) Convencionales.
- B) Polarizados.
- C) Reed inversores.

Relés híbridos.

Relés de estado sólido.

Estructura de un relé

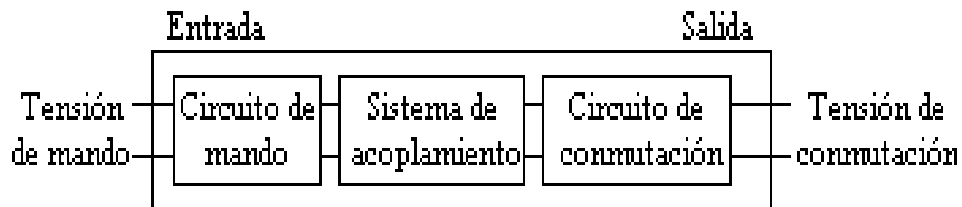


Figura 15. Estructura interna de un relé

En general, podemos distinguir en el esquema general de un relé los siguientes bloques:

Circuito de entrada, control o excitación.

Circuito de acoplamiento.

Circuito de salida, carga o maniobra, constituido por:

- circuito excitador.
- dispositivo conmutador de frecuencia.
- protecciones.

2.2.3. Características generales

Las características generales de cualquier relé son:

El aislamiento entre los terminales de entrada y de salida.

Adaptación sencilla a la fuente de control.

Posibilidad de soportar sobrecargas, tanto en el circuito de entrada como en el de salida.

Las dos posiciones de trabajo en los bornes de salida de un relé se caracterizan por:

- En estado abierto, alta impedancia.
- En estado cerrado, baja impedancia.

Para los relés de estado sólido se pueden añadir:

- Gran número de conmutaciones y larga vida útil.

- Conexión en el paso de tensión por cero, desconexión en el paso de intensidad por cero.
- Ausencia de ruido mecánico de conmutación.
- Escasa potencia de mando, compatible con TTL y MOS.
- Insensibilidad a las sacudidas y a los golpes.
- Cerrado a las influencias exteriores por un recubrimiento plástico.

2.2.4. Relés electromecánicos

Están formados por una bobina y unos contactos los cuales pueden conmutar corriente continua o bien corriente alterna. Vamos a ver los diferentes tipos de relés electromecánicos.

2.2.5. Relés de tipo armadura

Son los más antiguos y también los más utilizados. El esquema siguiente nos explica prácticamente su constitución y funcionamiento. El electroimán hace vascular la armadura al ser excitada, cerrando los contactos dependiendo de si es N.O ó N.C (normalmente abierto o normalmente cerrado).

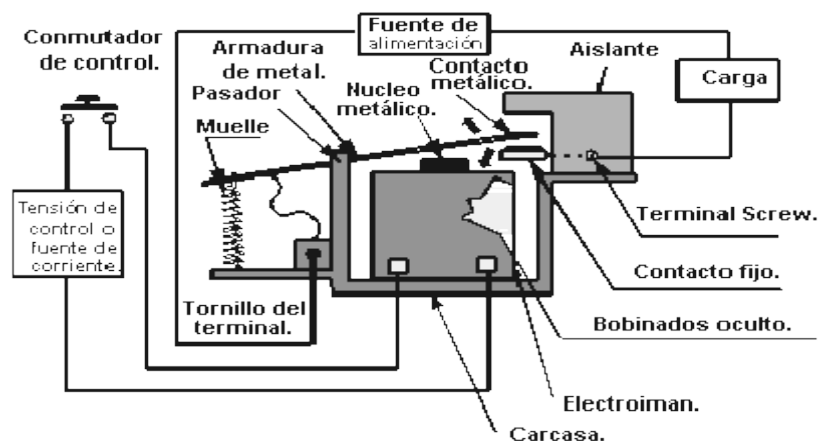


Figura 16.- Constitución y funcionamiento de un relé tipo armadura

2.2.6 Relés de Núcleo Móvil

Estos tienen un émbolo en lugar de la armadura anterior. Se utiliza un solenoide para cerrar sus contactos, debido a su mayor fuerza atractiva (por ello es útil para manejar altas corrientes).

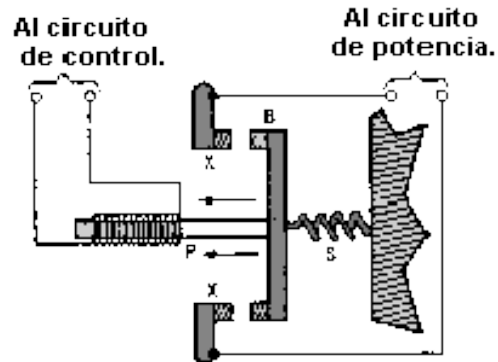


Figura 17.- Relé de núcleo móvil

2.2.7. Relés Polarizados

Llevan una pequeña armadura, solidaria a un imán permanente. El extremo inferior puede girar dentro de los polos de un electroimán y el otro lleva una cabeza de contacto. Si se excita al electroimán, se mueve la armadura y cierra los contactos. Si la polaridad es la opuesta girará en sentido contrario, abriendo los contactos ó cerrando otro circuito (ó varios)

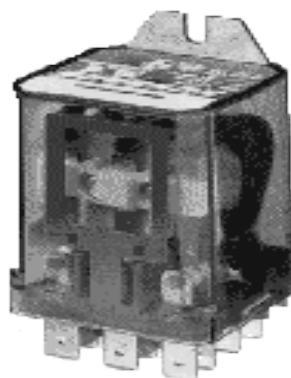


Figura 18.- Relé polarizado

Con el pasar del tiempo y el mejoramiento de la tecnología, los relés han experimentado lo que se puede llamar la clasificación según su historia y se ha llegado a obtener los relés electrónicos o de estado sólido y los relés digitales o numéricos (microprocesadores).

2.2.8. Relés de estado sólido

Un relé de estado sólido SSR (Solid State Relay), es un circuito electrónico que contiene en su interior un circuito disparado por nivel, acoplado a un interruptor semiconductor, un transistor o un tiristor. Por SSR se entenderá un producto construido y comprobado en una fábrica, no un dispositivo formado por componentes independientes que se han montado sobre una placa de circuito impreso.

Este tipo de relés usan varias componentes de potencia baja, como son los diodos, transistores, tiristores, capacitores, etc, que los convirtieron en unidades lógicas debido al uso de materiales semiconductores, los cuales daban mayor estabilidad y un amplio rango de temperatura.

Las unidades lógicas más utilizadas fueron las tipo AND, OR, NOT y Retardo tiempo (delay). En las siguientes figuras se observa diferentes configuraciones de este tipo de unidades.

Estructura del SSR (Solid State Relay):

Circuito de Entrada o de Control:

Control por tensión continua: el circuito de entrada suele ser un LED (Fotodiodo), solo o con una resistencia en serie, también podemos encontrarlo con un diodo en antiparalelo para evitar la inversión de la polaridad por accidente. Los niveles de entrada son compatibles con TTL, CMOS, y otros valores normalizados (12V, 24V, etc.).

Control por tensión Alterna: El circuito de entrada suele ser como el anterior incorporando un puente rectificador integrado y una fuente de corriente continua para polarizar el diodo LED.

Acoplamiento.

El acoplamiento con el circuito se realiza por medio de un opto acoplador o por medio de un transformador que se encuentra acoplado de forma magnética con el circuito de disparo del Triac.

Circuito de Conmutación o de salida.

El circuito de salida contiene los dispositivos semiconductores de potencia con su correspondiente circuito excitador. Este circuito será diferente según queramos conmutar CC, CA.

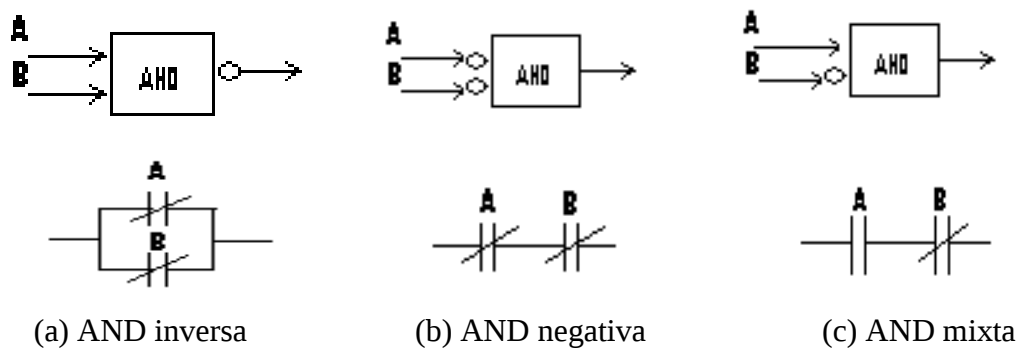


Figura 19.- Circuito de conmutación (Variaciones de AND)

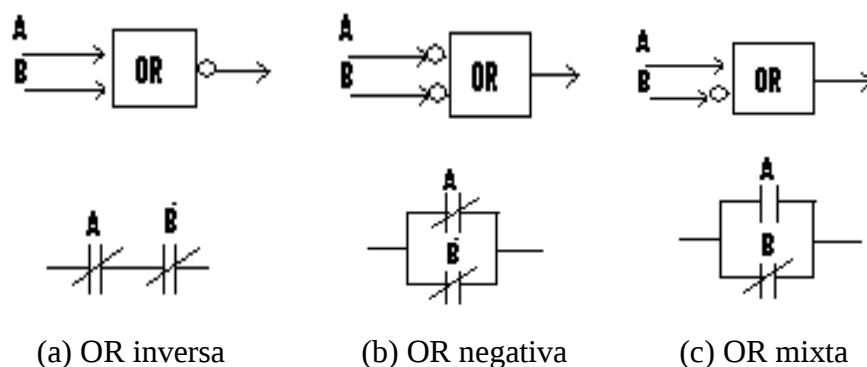
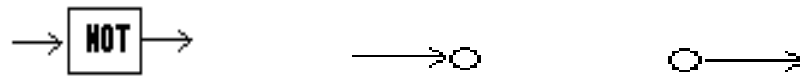


Figura 20.- Circuito de conmutación (Variaciones de OR)



entrada 1 para salida 0

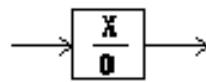
entrada 0 para salida 1

(a) símbolo

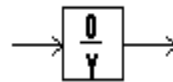
(b) entrada negativa

(c) salida negativa

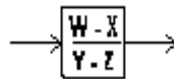
Figura 21. Convención de Símbolos negativos



Retardo de tiempo de puesta en trabajo



Retardo de tiempo excluido



Retardo de tiempo ajustable

Figura 22. Ejemplos de unidades de retardo de tiempo

Actualmente, los relés electrónicos se los encuentra en instalaciones eléctricas que se hicieron en las décadas de los años setenta y ochenta, poniendo casi en desuso el relé electromecánico.

Con el pasar del tiempo y el mejoramiento de la tecnología, los relés han experimentado lo que se puede llamar la clasificación según su historia y se ha llegado a obtener los relés electrónicos o de estado sólido y los relés digitales o numéricos (microprocesadores).

2.2.9. Relés Numéricos

Estos relés tipo microprocesador actúa bajo la influencia de los diagramas lógicos de bloques y los diagramas esquemáticos de circuitos lógicos; es decir se basa en el procesamiento de datos medidos de manera análoga para convertirlos en datos de forma numérica.

Se convirtieron en los relés de la época moderna debido a la facilidad de operación y mantenimiento que éstos brindan, en comparación con los relés electromecánicos, y además de que los elementos con los que están hechos son mucho más sofisticados que los relés electrónicos.

Constan de software en los cuales no sólo vienen grabadas las funciones de protección sino también funciones adicionales como lo son monitoreo y control, con lo que resulta mucho más fácil proveer de un completo esquema de supervisión de una unidad eléctrica. Su lenguaje de programación es similar al de los PLC y su control puede ser remoto o local. Su tecnología permite la automatización, con lo que las decisiones de un operador se reducen casi en su totalidad. Otras de sus características es el ahorro de espacio ya que en un solo panel se puede tener la protección de un sistema completo.

2.3. CONCEPTOS BASICOS DE PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS

2.3.1. Causa de fallas en las instalaciones eléctricas

Si se designa con la expresión general de “Régimen perturbado” a todas las condiciones de una instalación eléctrica que provocan un funcionamiento anormal no solo por fallas de origen eléctrico propiamente dicho como son cortocircuito o fallas a tierra en general, más bien todas las condiciones anormales de operación causadas por la temperatura, la humedad o la utilización ineficiente del equipo, del dimensionamiento incorrecto de la carga, etc. De tal forma que existen algunas situaciones que no provocan una inmediata repercusión en el equilibrio eléctrico pero que con el tiempo pueden degenerar en una interrupción transitoria o permanente del servicio.

El estudio de las redes eléctricas en régimen perturbado o transitorio es quizás una de las ramas más complejas de la electricidad ya que la determinación correcta de los parámetros en estudio aumenta en grado de dificultad en la medida que aumenta la complejidad del sistema en estudio, que aumenta aún más si se tiene en consideración la variabilidad de los sistemas debido a la apertura y cierre de interruptores, inversión de máquinas, de líneas aéreas, de cables, modificaciones en las alimentaciones, etc. Además de otros elementos relacionados con las condiciones atmosféricas, la conductividad del terreno, el estado de conservación en que se encuentra la instalación, etc. Lo que conduce a una gran cantidad de parámetros que hacen prácticamente necesario el detalle de análisis de redes eléctricas.

Las causas más comunes son:

- 1.- Fallas en los aislamientos de las máquinas, aparatos y cables producidas por envejecimiento, calentamiento o corrosión.
- 2.- Fallas de aislamiento en aire o en los materiales de máquinas y aparatos debido principalmente a sobretensiones de origen atmosférico.
- 3.- Efecto de la humedad en el terreno y en el medio ambiente.
- 4.- Fallas mecánicas en las máquinas, fallas en las líneas de transmisión por efecto del viento, caída de árboles o ramas de árbol en los conductores.
- 5.- Errores humanos en las maniobras como apertura de cuchillas bajo condiciones de carga, falsas maniobras, etc.
- 6.- Sobrecarga en transformadores, generadores y líneas de transmisión.
- 7.- Accidentes provocados por animales como son pájaros en las líneas de transmisión roedores en cables y tableros, etc.

Este tipo de fallas y algunas otras de la misma naturaleza se pueden agrupar como sigue:

- Sobrecargas
- Cortocircuito
- Caída de tensión
- Elevación de tensión

2.3.2. Clasificación de los relevadores

Existen diferentes tipos de relevadores usados en la protección de los sistemas de potencia normalmente accionados por señal eléctrica y eventualmente por algún tipo de elemento como son los relevadores accionados por presión o temperatura, en particular para los sistemas de potencia se emplean relevadores accionados eléctricamente.

Los relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes formas:

a).- De acuerdo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual el relevador responde: de corriente, voltaje, reactancia, impedancia, frecuencia y la dirección de estos responde a una señal específica.

b).- De acuerdo al método por el cual el relevador actúa sobre el interruptor pueden ser de acción directa cuyos elementos actúan directamente en forma mecánica para operar al interruptor y de acción indirecta cuyo elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar para operar al interruptor.

c).- De acuerdo a la función del esquema de protección los relevadores se pueden clasificar como principales y auxiliares.

d).- De acuerdo a la conexión de sus elementos de detección los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos de detección se conectan directamente en el circuito o elemento que protegen y relevadores secundarios aquellos que se conectan a través de transformadores de potencial o de corriente. En la protección de sistemas eléctricos de potencia de alta tensión normalmente se emplean relevadores secundarios debido a que se conectan en sistemas de alta tensión que requieren de aislamiento a través de transformadores de potencial o de corriente.

Desde un punto de vista muy general los relevadores eléctricos se pueden clasificar en dos categorías: relevadores electromagnéticos y relevadores estáticos.

Los relevadores electromagnéticos pueden ser a su vez de dos tipos.

- a) Tipo de armadura atraído
- b) Tipo inducción

a).- Tipo de armadura atraída

Estos relevadores incluyen una armadura fija, un brazo móvil y elemento de sujeción, estos comprenden al tipo mas simple que responden tanto a señales de corriente alterna como de corriente directa.

Este tipo de relevadores opera bajo el principio de que una fuerza electromagnética se produce por un flujo magnético que se produce por la cantidad actuante. La fuerza electromagnética que se ejerce sobre el elemento móvil del relevador es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro es decir al cuadrado de la corriente que circula por la bobina. En relevadores que operan con C.D. esta fuerza es constante y si excede a la fuerza de atracción el relevador opera en forma confiable, en los relevadores accionados por C.A. la fuerza está dada por la expresión:

$$\begin{aligned}
 F &= K.I^2 \\
 &= K (I_{\max} \text{ Sen } \omega t)^2 \\
 &= 1/2K (I^2_{\max} - I^2_{\max} \cos 2\omega t)
 \end{aligned}$$

Que significa que la fuerza electromagnética consiste de dos componentes, una componente independiente del tiempo y otra dependiente del tiempo que oscila a doble frecuencia.

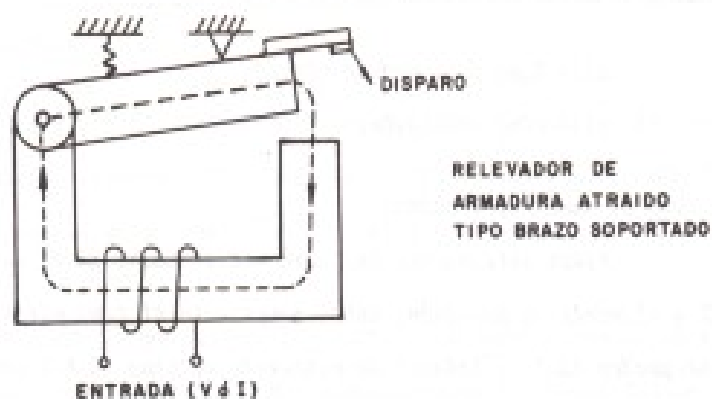


Figura 23. Relé tipo armadura atraída

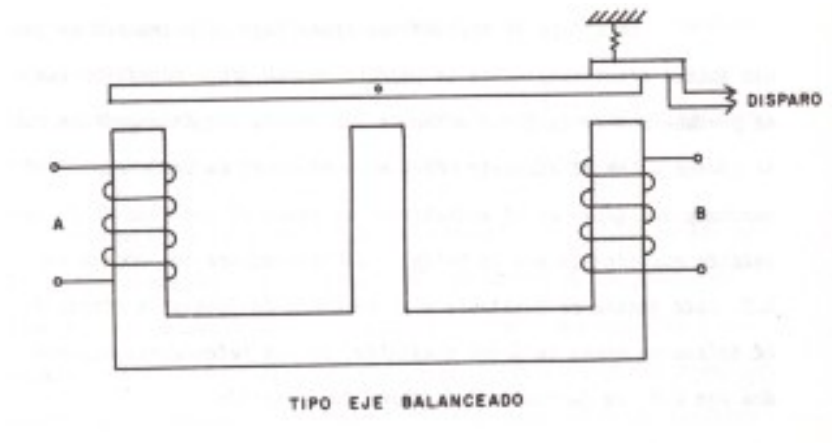


Figura 24. Relé tipo eje balanceado

b).- Relevadores de inducción.

En estos relevadores el par se produce cuando un flujo alterno reacciona con otra corriente inducida en el rotor por otro flujo alterno desplazado en el tiempo y el espacio pero de igual frecuencia. Este tipo de relevadores es muy usado en los esquemas que usan alimentación en C.A. para el circuito de control.

Los relevadores de inducción dan la posibilidad de ajustar su velocidad de acción y se pueden obtener diferentes tipos de curvas tiempo-corriente, dependiendo de si el rotor es de disco o de copa se conoce como relevador de disco de inducción o relevador tipo copa. Los tipos mas comunes de estos relevadores se conocen como de polos sombreados o de tipo watímetro.

En relevador tipo watímetro hay dos sistemas magnéticos obteniéndose un desplazamiento entre ellos poniendo diferentes valores de resistencia o inductancias entre ellos o energizando cada circuito por fuentes separadas cuyas salidas se encuentran desfasadas, en este tipo de relevadores se pueden tener muchas variantes de construcción.

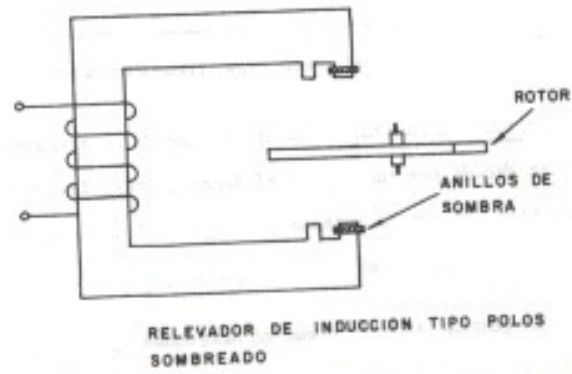


Figura 25. Relé de inducción tipo polos sombreados

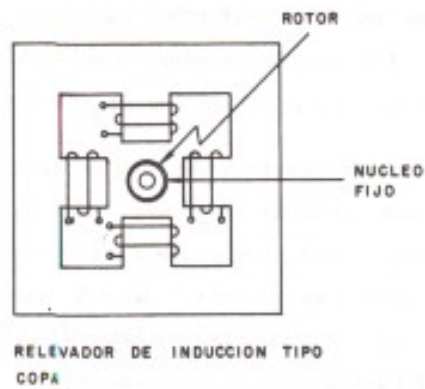


Figura 26. Relé de inducción tipo copa

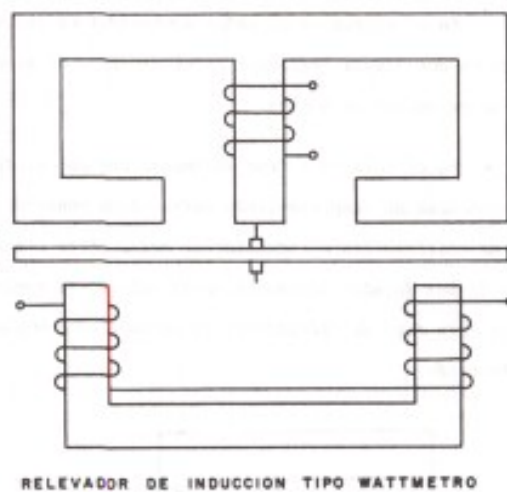


Figura 27. Relé de inducción tipo wattímetro

2.3.3. APLICACIÓN DE LOS RELEVADORES

La aplicación de un relevador en particular se decide por sus características y otros factores como son su precisión, tiempo de operación, carga método de ajuste etc.

En general se espera que el relevador ejecute una acción y sienta la diferencia entre las condiciones de no falla y falla, enviando una señal cuando ocurre una falla.

El principio de la protección por relevadores

Un sistema de protección por relevadores puede clasificarse en varios subsistemas, uno de estos es el llamado sistema primario que representa lo que se puede denominar como la primera línea de defensa contra las fallas en el sistema de potencia. Este sistema primario de protección se puede representar como un conjunto de zonas traslapadas de protección que encierra completamente al sistema de potencia, por lo general estas zonas de traslape encierran o incluyen a los interruptores dado que estos son los que separan al sistema de potencia en segmentos.

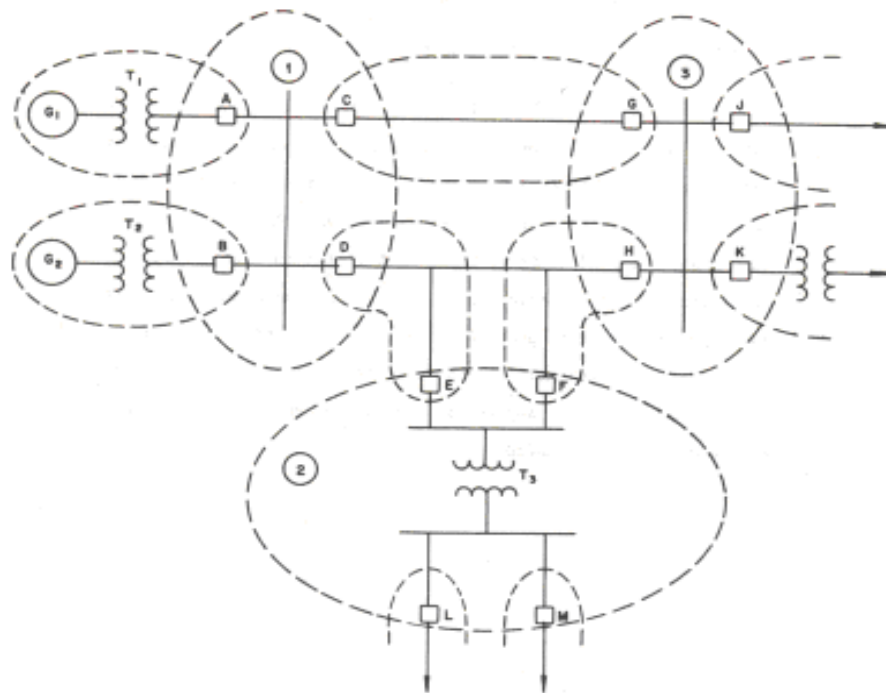


Figura 28. Principio de la protección por relevadores

Los relevadores primarios disparan en forma instantánea sus respectivas zonas cuando se detecta una falla en alguna de ellas. Por ejemplo con relación a la figura anterior si ocurriera una falla en el transformador T1 requeriría de la operación del interruptor A con lo que saldría de servicio el generador G1, por otro lado una falla en la línea de transmisión entre las barras 1 y 3 probablemente requeriría que los interruptores C y G operarán, estos relevadores para ambos casos son diferentes entre sí, pero ambos se emplean como relevadores del sistema primario.

Por otra parte se ha mencionado antes que los sistemas de protección deben ser confiables, lo que significa que cada uno de los elementos que intervienen en el sistema lo sea, esto significa que aún cuando un relevador para un propósito específico sea suficientemente confiable, no se debe descartar la posibilidad de que por alguna razón falle y en este caso se tiene que hacer algo para que el sistema de protección como tal tenga una confiabilidad adecuada, y en estos casos la solución es usar los denominados relevadores de respaldo que operan en caso de que fallen los relevadores primarios.

Existen varios conceptos con relación a la denominación de relevadores de respaldo, el primero de estos es el llamado “Respaldo local” que es un esquema en el cual la zona protegida adyacente a la zona primaria en falla opera después de un cierto tiempo de retardo en caso de que la zona en falla no haya sido liberada por su protección primaria.

Para analizar esto considérese que en la figura la falla que se supone ocurre en el transformador T1, en condiciones normales la zona de protección primaria haría operar al interruptor A, sin embargo supóngase que este interruptor no opera correctamente por alguna circunstancia y entonces no interrumpe la falla, entonces al mismo tiempo que los relevadores envía una señal de disparo el interruptor A se energiza con un contactor de tiempo (TIMER) de manera que por ejemplo, después de 10 ciclos de la frecuencia del sistema este contactor actuará sobre la zona de protección alrededor de la barra 1 para que se libere operando los interruptores B, C y D si el interruptor A aún no ha interrumpido, con lo que la

protección local de respaldo agrega una medida de seguridad y confiabilidad al esquema primario de protección.

La seguridad debido a que un sistema eléctrico no puede depender solo de un elemento que si falla puede conducir a graves daños y confiabilidad debido a que se espera que la protección de respaldo local solo desconecte aquellos elementos que deban ser desconectados de servicio para liberar la falla.

De acuerdo a lo anterior se puede clasificar a la protección de respaldo local como una segunda línea de defensa contra las corrientes de corto circuito, entonces una tercera línea de defensa es la protección de respaldo remota.

A diferencia de la protección de respaldo local que consiste principalmente de TIMERS, circuitos y circuitos lógicos, los esquemas de protección remota consisten de zonas separadas localizadas uno o dos buses mas allá del área que protegen.

Los relevadores de respaldo usados para protección remota también usan TIMERS para retrasar los tiempos de disparo para así dar oportunidad a los relevadores primarios y a los relevadores de respaldo locales de operar primero.

Por lo general se adoptan en los esquemas de protección medidas extensivas para aislar la protección primaria y la de respaldo, así por ejemplo si son alimentados los relevadores por A.C. por lo general se hace de fuentes separadas es decir de transformadores de instrumento distintos o si es alimentación en D.C. de circuitos de control para el disparo distintos.

2.4. CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION

Se ha hecho un bosquejo general de las principales características que debe tener un sistema de protección por relevadores, mismas que en lo particular deben satisfacer los relevadores que en forma bastante descriptiva son las siguientes:

6.1 Sensitividad

Esta es una de las características mas importantes que debe tener un relevador y se refiere a una cierta cantidad de “carga” que se debe suministrar del transformador de instrumento que lo alimenta para que el relevador opere, los relevadores mas sensitivos requieren de menor carga por alimentar y por lo tanto transformadores de instrumento mas pequeños y consecuentemente mas baratos.

Por lo general los relevadores electromagnéticos operan con 5 amperes cuando son alimentados por transformadores de corriente y a 120 volts alimentados por transformadores de potencial, estos relevadores son bastante confiables y han sido usados en forma eficiente durante muchos años, sin embargo los relevadores de estado sólido a base de circuitos integrados permiten los mismos o mejores grados de confiabilidad con cargas mucho menores.

6.2 Selectividad

Esta es otra característica importante de los relevadores y consiste en su capacidad para determinar con gran precisión el nivel de corriente para el cual debe ocurrir la señal de disparo o bien la distancia para una falla remota o lejana al relevador, a la cual una línea se debe sacar de servicio, conceptos como estos dan un índice de la selectividad de un relevador.

Desde el punto de vista de operación es frecuente que otros elementos ajenos al relevador afecten la selectividad, tales elementos pueden estar causados por errores en los transformadores de instrumento debidos a saturación o carga excesiva, formas de onda transitorias fuera de su ajuste, etc.

La selectividad es un concepto que en cierto modo está relacionado con la velocidad de operación de los relevadores, ya que si bien es cierto que para fallas en buses (barras), fallas en líneas de transmisión de alta tensión o fallas en motores y generadores se desea que la protección opere tan rápido como sea

posible, por otra parte algunos segmentos de los sistemas eléctricos pueden no requerir de una alta velocidad de operación en la protección, por ejemplo algunos alimentadores radiales que alimentan como carga o motores eléctricos pueden tener como protección principal fusibles y relevadores de sobrecorriente, si algunas cargas son motores de inducción de gran potencia, que toman un tiempo relativamente grande para arrancar pueden demandar corrientes grandes durante periodos de tiempo que pueden ser considerados como largos desde el punto de vista de la protección de tal forma que para algunos relevadores no se pueden notar la diferencia entre una corriente de arranque o una corriente de falla, de manera que en estos casos es deseable un relevador con características de protección para tiempos mayores ya que de otra forma cada vez que se trate de arrancar el motor se disparará la protección:

Es conveniente hacer énfasis en que es deseable interrumpir las corrientes de corto circuito tan rápido como sea posible para reducir al mínimo los daños causados por ellas, sin embargo pueden existir circunstancias especiales que requieran de cierto retardo para la realización de esta función.

6.3 Confiabilidad

Esta es una característica del relevador que se debe considerar siempre y se refiere a su característica de protección específica.

Se puede decir que en un sistema eléctrico bien diseñado no debería haber intervención de los relevadores de protección por mucho tiempo, años quizás por lo que deben operar con bastante precisión y seguridad cuando sea requerida su intervención.

Para obtener una seguridad de operación cuando se requiere de la intervención de un relevador, además de la confiabilidad misma del instrumento se deben implementar programas de mantenimiento que los mantengan en condiciones tales que en cualquier momento que sea requerida su intervención lo hagan en forma segura y precisa de acuerdo a una política de seguridad establecida para el sistema eléctrico de que se trate y que consiste principalmente en justificar todo el costo

de la protección incluyendo el capital, mano de obra y mantenimiento en función de la importancia del servicio que prestará el sistema eléctrico, así por ejemplo no sería razonable invertir en la protección de un elemento que si se daña tendría un costo realmente grande con relación al precio de la propia protección o bien si el tiempo para reemplazarlo es muy grande por la dificultad que representa reemplazarlo o separarlo.

2.5. PROTECCION DE LOS GENERADORES SINCRONOS

2.5.1. Clases de defectos y regímenes anormales de funcionamiento; exigencias impuestas a la protección.

Los defectos eléctricos que se tienen en cuenta al realizar la protección de los generadores síncronos son contactos multifásicos y monofásicos en el devanado del estator y contactos a masa en el primero y en el segundo (si hay primero) lugar de los circuitos excitadores. Los contactos monofásicos en el devanado del estator, a diferencia de los cortocircuitos en las líneas, son posibles de dos clases: entre las espiras de una fase (contactos entre espiras $K^{(1)}_{c,e}$) y contactos a masa – al cuerpo del estator conectado a masa ($K^{(1)}_{c,m}$). Es de tener en cuenta que en caso general (sobre todo en los modernos generadores potentes con enfriamiento directo de los conductores de los devanados) es posible que se produzcan defectos en cualquier parte de los devanados, y que una clase de defecto (por ejemplo, $K^{(1)}_{c,m}$) puede pasar a la otra (por ejemplo al contacto entre espiras $K^{(1)}_{c,e}$) antes de que se haya reparado una avería producida (sobretudo si la protección es imperfecta).

El peligro para los generadores en caso de producirse defectos en el devanado del estator consiste ante todo en el arco que se origina en el lugar de defecto del aislamiento. El arco después de haberse pasado al cuerpo del estator provoca fusión de su hierro activo. Al haberse fundido una parte del hierro activo puede necesitarse una reparación seria relacionada con la recorrida del hierro activo. En caso de defectos interiores es posible también que resulte quemado el aislamiento de los devanados; por esta razón, en los generadores con enfriamiento por aire de

los devanados se utilizan dispositivos a mano o automáticos (en las centrales hidroeléctricas) contra incendios.

El contacto a masa en un lugar del circuito excitador el rotor conectado a masa en el árbol no presenta peligro inmediato. No obstante, la aparición de una descarga eléctrica disruptiva en el segundo lugar provoca un defecto grave que debe ser anulado rápidamente.

La desconexión a destiempo de un generador averiado puede también perturbar el funcionamiento sin fallas de la parte restante de un sistema eléctrico.

Las protecciones que reaccionan a aquellos contactos entre los devanados del generador que presentan peligro inmediato, actúan sin temporización para abrir los interruptores, suprimir el campo magnético, para la turbina y para disparar los dispositivos contra incendios en las centrales hidroeléctricas.

Los principales regimenes anormales de funcionamiento que se tienen en cuenta al realizar la protección por relés, son sobrecorrientes de cortocircuitos exteriores y sobrecargas, pérdida de excitación y aumentos inadmisibles de tensión (en primer lugar, para los hidrogeneradores). Muy peligrosos para los generadores generalmente son cortocircuitos asimétricos exteriores y sobrecargas asimétricas.

La protección contra cortocircuitos exteriores no anulados a su debido tiempo por las protecciones de los elementos abreviados, así como también las protecciones contra sobretensión actúan para abrir los interruptores y suprimir el campo magnético (habitualmente no actúan para abrir las turbinas). Al mismo tiempo, la supresión del campo magnético permite evitar el aumento de la tensión al desconectarse el generador por las protecciones contra cortocircuitos exteriores, o descender la tensión que aumenta de manera inadmisibile por otras causas. Al producirse una sobrecarga simétrica o asimétrica, las protecciones actúan para dar señales, y en cuanto a los generadores con enfriamiento directo de los conductores de los devanados y los hidrogeneradores montados en las centrales automatizadas, para abrir los interruptores, si no se consigue eliminar a su debido tiempo una sobrecarga inadmisibile. Presta especial atención a la protección contra

sobrecargas asimétricas de los generadores con enfriamiento directo de los devanados. En los generadores de pequeña potencia no se monta generalmente la protección contra sobrecargas asimétricas producidas por la corriente de secuencia negativa I_2 .

Actualmente, ante todo en los generadores con enfriamiento directo de los conductores de los devanados puede montarse también una serie de protecciones “tecnológicas” específicas.

CAPITULO III

DISEÑO DE LAS PROTECCIONES DIGITALES DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA

3.1. EQUIPOS A SER SUMINISTRADOS

A continuación se indican los equipos que deben ser suministrados para la actualización de la central hidráulica. Todos los relés y equipos auxiliares deben ubicarse en el compartimiento de control, protección y medida del tablero. Los sistemas de protección que se oferten deben ser integrados con el interruptor.

Para el sistema de protección del generador a 6.9 kV se deberá suministrar los siguientes equipos que reemplazaran a los equipos actuales electromecánicos:

- Una protección de sobrecorriente de fases y tierra
- Un bloque de pruebas asociado a cada una de las protecciones
- Relés auxiliares
- Proveer borneras con desconexión para pruebas, para cada circuito de corriente.
- Protección de sobrevoltaje contra el generador
- Protección de potencia inversa para el generador

3.2. REQUERIMIENTOS GENERALES

Los relés de protección deben ser del tipo digital basado en microprocesador, de bajo consumo, diseño compacto, con conexión por la parte posterior.

Los diferentes módulos o tarjetas de los relés de protección, deben ser del tipo extraíble, que puedan ser retirados sin necesidad de abrir el circuito secundario de los transformadores de corriente o desconectar los cables.

Los relés de protección deben incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida, de los circuitos de disparo de tal manera que no se afecte ningún otro equipo.

Debe suministrar todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de pruebas paramétricas, ajustes de los relés de protección. De igual forma, si el fabricante dispone de software que trabaje en ambiente WINDOWS que haya sido desarrollado para facilitar las labores de prueba, ajustes y búsqueda de fallas, este debe ser suministrado con los equipos.

Los relés de protección deben tener rearmado local. Si los relés de protección utilizan un terminal de programación como interfaz hombre-máquina, suministrar todo el equipo necesario para la utilización de la interfaz.

Los relés que se suministren en forma adicional a las funciones de protección deberán disponer de las siguientes funciones:

- Debe disponer de tres niveles de ajuste de parámetros
- Debe permitir el uso de los contactos auxiliares del interruptor para una adecuada función señal de entradas lógicas.
- El rango de las relaciones de los transformadores de corriente y de potencial debe ser de acuerdo al diseño
- Debe disponer de la función de medida de demanda máxima y mínima, carga y energía, etc.
- Debe disponer de por lo menos ocho contactos de entradas programables por el usuario
- Debe disponer de por lo menos seis contactos de salidas programable por el usuario
- Debe disponer de registros de eventos, fallas, numero de fallas, operaciones, etc.

- Debe disponer de monitoreo, pruebas y control del relé
- Deberá permitir registrar datos oscilográficos de falla.
- Todo los relés de protección deberá tener un puerto serial con el fin de accederla para parametrización, captura de eventos y consulta de ajustes, adicional se requiere que los relés sean provistos con protocolo de comunicaciones del tipo DNP 3.0 .
- Debe preverse un pórtico RS 232 estándar ubicado en la parte frontal para comunicación local.
- Debe disponer de un contador de operaciones por apertura normal y bajo falla.
- Todos los relés de protección indicados deben formar una red de comunicaciones del tipo maestro-esclavo con el objeto de poder acceder a los relés por medio de un solo canal de comunicaciones.

3.3. ESQUEMAS DE LAS PROTECCIONES

El esquema de protección deberá ser similar al plano adjunto anexo A, manteniendo su configuración.

Todos los relés de protección suministrados deberán tener la suficiente señalización que indique las unidades actuadas y pueden estar integrados en un solo modulo.

3.3.1. RELE SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO

El relé de supervisión del circuito de disparo debe ser apto para supervisar continuamente el circuito de disparo del interruptor y dar alarma para las siguientes contingencias:

- a) Pérdida de la tensión auxiliar de c.c.
- b) Fallas en la bobina de disparo o en su cableado, independientemente de la posición del interruptor
- c) Fallas en el relé mismo.

El relé de supervisión del circuito de disparo debe tener al menos la siguiente señalización:

- a) Por medio de contactos libre de tensión: anomalía en el circuito de disparo.
- b) Indicación en el relé mediante LED o información en pantalla: anomalía en el circuito de disparo.

De preferencia esta función de relé debe estar incorporada en la protección de sobrecorriente de las salidas 1 y 2 y diferencial del transformador.

Para realizar el diseño del sistema de protección de la central hidráulica La Península, se han realizado estudios de campo y análisis de los diferentes componentes que pueden ser utilizados para las protecciones de sobrecorriente, sobrevoltaje y potencia inversa.

Debido a que el sistema de protecciones de la central está en un grado de obsolescencia es necesario realizar la actualización de este sistema.

Para esto se requiere analizar las diferentes opciones de actualización y como resultado de estos estudios se obtiene que la opción más adecuada para el correcto funcionamiento de la central es la unidad SIPROTEC Multi-Functional Generator Protection Relay 7UM61 fabricado por Siemens ya que se ajusta a las condiciones requeridas.

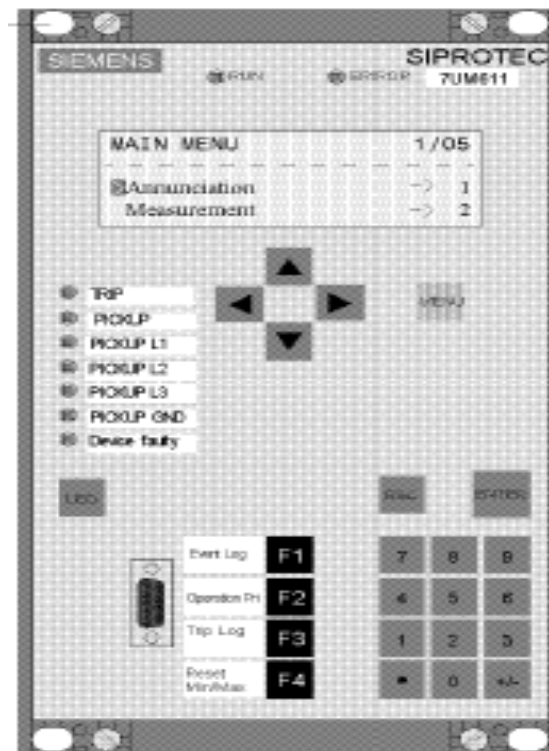


Figura 29. Unidad SIPROTEC Multi-Functional Generator Protection Relay 7UM61

De acuerdo con las especificaciones de esta unidad y con las características propias de conexión, calibración, ventajas disponibles, etc, se ha realizado el diseño adaptando la unidad de protección 7UM61 al plano original con las debidas precauciones y conexiones.

Pero se debe aclarar que los análisis y cálculos realizados a continuación se pueden adecuar a cualquier dispositivo que cumpla con los requisitos necesarios y las características de funcionamiento de la central hidráulica.

Los relés de protección son redes compactas analógicas conectadas a varias partes de los sistemas de potencia para detectar condiciones indeseables o intolerables dentro de su área asignada. Su función principal es iniciar la desconexión del área en problemas, por lo que junto con los circuit breakers conforman un equipo y ambos deben ser planeados.

El sistema de protección no se requiere que trabaje durante la operación normal del sistema, pero debe ser capaz de operar para evitar serios daños y salida de los

equipos, así el tiempo de vida de operación del relé es el orden de segundos aunque están conectados en el sistema por muchos años. Por lo que un sistema de protección debe ser capaz de responder a todas las anomalías que puedan ocurrir en el sistema de potencia.

Tradicionalmente, para aplicar un sistema de protecciones se debe basar en cuatro factores importantes:

- Economía inicial
- Eficiencia y flexibilidad de operación
- Experiencia previa
- Medida de falla tanto en CT's y PT's

Además de todo lo expresado se debe cumplir los cinco principios básicos de aplicación de los relés para que el sistema de protección sea el adecuado:

- Confiabilidad
- Selectividad
- Velocidad
- Simplicidad
- Sensibilidad

Los terminales de protección numéricos, cumplen satisfactoriamente estas cinco condiciones.

Cabe recalcar que toda protección por relés debe siempre estar apoyada por un respaldo dado por otros relés cuyo funcionamiento es ver la falla al mismo tiempo que la protección primaria pero actuar si ésta falla.

Trataremos básicamente sobre un estudio de los sistemas de protección de los generadores, desglosando cada uno de los componentes y la descripción de las señales que envían los relés de protección para provocar los disparos de la unidad, mediante los bloqueos eléctricos, mecánicos y desde el automatismo.

3.4. PROTECCION CONTRA POTENCIA INVERSA

Los relés que trabajan con potencia se utilizan especialmente para la protección contra condiciones diferentes a la de los cortocircuitos. Estos relés entonces, responden cuando existe un flujo de potencia en una dirección a través del circuito que lo alimenta y regresan a su estado normal cuando el flujo de potencia se encuentra en la dirección opuesta.

Por lo expresado anteriormente los relés utilizados para trabajar en la protección contra potencia inversa son los de tipo direccional de corriente alterna, los cuales, necesitan magnitudes para trabajar, como son el voltaje y la corriente.

Los relés de potencia tienen por lo general características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia momentáneas, como en la sincronización de generadores o en los cortocircuitos. Esta acción retardada puede ser una característica de tiempo inverso incluida en el mismo relé, o puede ser proporcionada por un relé separado de acción retardada. El relé de potencia inversa es usado primordialmente para proteger el primomotor. Es necesario para las siguientes clases del mismo:

- Turbinas a vapor
- Hidrounidades Francis y Kaplan
- Turbinas a gas
- Motores a diesel

El relé multifuncional se encarga de la protección contra la potencia inversa del generador mediante la función o relé de potencia inversa, la cual tiene las siguientes aplicaciones:

- Potencia Inversa
- Potencia Activa
- Potencia Reactiva
- Dirección de la potencia

Las características con las que trabaja el relé son:

- Retardo de tiempo definido
- Sobre o baja potencia
- Angulo característico ajustable
- Provisión para la corrección de errores de fase causados por el circuito de entrada
- Medición monofásica, bifásica o trifásica (bifásica solo con los PT's conectados en delta)
- Amplio rango de aplicaciones
- Correcciones de los errores de fase en los PT's y CT's
- Insensible a las componentes DC y a los armónicos en el voltaje y corriente.

Las entradas del relé son análogas (voltaje y corriente) y binarias, y las salidas son binarias (puesta en trabajo y disparo); la única medición que tiene es de potencia.

Los parámetros para el ajuste de la función de potencia inversa son:

Potencia Referida

Ajuste

Relación de reseteo

Sobre / Baja potencia

Angulo Característico

Compensación de error de fase

Retardo en el disparo

Esta función tiene dos temporizadores adicionales y dos estados. El ajuste es de la mitad de la combinación de la potencia de la unidad promotor / generador y es la misma en ambos estados

El primer estado tiene un retardo de tiempo corto y tiene el propósito de proteger contra sobrevelocidades durante el procedimiento de parada normal.

Por medio del disparo del circuito principal vía función de potencia inversa, la posibilidad de sobrevelocidad debido a fallas del regulador o fugas en la válvula de vapor, la función de potencia inversa es capaz de hacerlo por medio de

contactos auxiliares que se encuentran en la válvula principal de vapor del primomotor.

El propósito del segundo estado es prevenir contra temperaturas excesivamente altas y posibles daños mecánicos al primomotor. El retardo de tiempo debe ser más largo en este caso, porque la temperatura se incrementa lentamente.

La función de potencia está conectada a las corrientes de fase y a los voltajes fase-fase o fase-neutro. El propósito de la compensación de fase es doble:

- Compensar la diferencia de fase entre el voltaje de fase y cualquier voltaje fase-fase medido.
- Determinar si la función responde a la potencia activa o reactiva.

La compensación de fase también provee facilidades para cambios de la dirección de la medición o para compensar la incorrecta polaridad de los PT's o los CT's. Esta compensación de fase es vital para corregir el error de fase entre los PT's y CT's, los cuales tienen una influencia considerablemente adversa sobre la medición de potencia activa a factores de potencia bajo.

3.5. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

Una falla externa a un transformador resulta en una sobrecarga la cual puede causar falla en el mismo si esta no es despejada rápidamente. El transformador debe ser aislado antes que ocurra el daño usando relés de sobrecorriente. En bancos de transformadores pequeños, los relés de sobrecorriente pueden ser usados para proteger fallas internas, mientras que en bancos grandes su uso es para la protección de respaldo de los relés diferenciales. El relé de sobrecorriente da una protección sencilla y de bajo costo, pero su uso es limitado por su insensibilidad en el ajuste y porque su operación en la coordinación es difícil. También estos relés de sobrecorriente utilizados en unidades especiales, pueden proteger contra corrientes de Inrush.

Existen muchos tipos de relés de sobrecorriente, pero los utilizados en la protección de los transformadores, tanto de servicios auxiliares como de excitación son del tipo de tiempo inverso y de tiempo definido. Esto se lo conoce como un dispositivo de protección 50/51, el cual combina las características de estos dos tipos de relés.

El relé multifuncional está provisto de una unidad, que es un relé de sobrecorriente de dos pasos, usando para proteger los circuitos del transformador. Estos dos pasos se los conoce como función 51 y 50.

La aplicación de esta unidad es el monitoreo general de corriente con respuesta instantánea a fallas o respuesta inversamente proporcional en su retardo de tiempo a la corriente. Entre las características más importantes que encontramos en esta unidad están:

- Insensible a componentes DC y armónicos
- Medición monofásica o trifásica
- Detección del valor más alto en el modo trifásico
- Amplio rango de ajuste
- Detección de la corriente Inrush
- Características de operación de la función 51
 - * Normal inversa
 - * Muy Inversa
 - * Extremadamente inversa

Se dispone de dos tipos de entrada, una análoga (corriente) y una binaria (bloqueo; sus salidas son binarias (puesta e trabajo y disparo) y su medición es de amplitud de corriente.

La unidad multifuncional provee de protección de sobrecorriente para los transformadores de servicio auxiliares y de excitación de la central.

El objetivo es proteger el lado de alta tensión contra fallas de fase a fase, mediante un ajuste alto de sobrecorriente, mientras que para proteger el lado de bajo voltaje se debe usar una característica de tiempo inverso.

Las variables a ser ajustadas en ambos transformadores son las siguientes:

* Función 51:

- o Corriente de operación I
- o Multiplicador

* Función 50:

- o Corriente de operación I
- o Retardo T

El multiplicador es una variable que se da de acuerdo al tipo de curva inversa que se desea y por el tiempo de operación del relé.

3.6. PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE

La protección contra sobrevoltaje es recomendada especialmente para generadores hidroeléctricos sujetos a sobrevelocidades y por consiguiente a sobrevoltajes cuando se pierde carga.

El esquema de protección contra el sobrevoltaje alterno es mostrado en la siguiente figura:

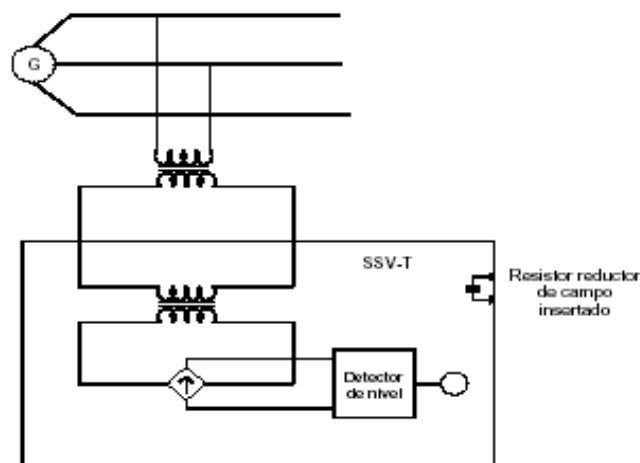


Figura 30. Protección contra sobrevoltaje

El relé, el cual cambia la excitación para reducir el voltaje de salida, puede también proveer protección de respaldo por el regulador de voltaje.

El relé está alimentado de un transformador de potencial distinto al del regulador de voltaje. Si el sobrevoltaje continúa, se disparará el interruptor principal del generador y luego el del campo o del excitador.

La función de protección contra sobrevoltaje instantáneo con evaluación del valor pico se encuentra dentro del relé multifuncional. Esta función es una protección de alta velocidad que opera en un amplio rango de frecuencia. Tiene un propósito primario para las siguientes aplicaciones:

- Donde una protección de sobrevoltaje es requerida la cual es muy insensible a frecuencias especialmente para $f > f_N$. La capacidad limitante de los PT's para transformar baja frecuencia debe ser considerado para $f > f_N$.
- Cuando la protección de alta velocidad es requerida. La alta velocidad es conseguida por medio de mediciones de valores instantáneos de voltaje y desde componentes DC y armónicos que no son suprimidos,

Comparando con la función normal de voltaje, la función instantánea tiene una gran tolerancia para ajustar el valor de la puesta en trabajo, pero de todas maneras para este tipo de protección se debe usar las dos funciones.

Las características del relé son:

- Evaluación de valores instantáneos, valores de frecuencia extremadamente rápidos e independientes sobre una gran escala.
- No supresión de los componentes DC ni armónicos
- Medición monofásica y trifásica
- Detección del valor máximo en el modo trifásico
- Ajustable al más bajo limitante de frecuencia
- Almacenamiento de los valores poco que siguen a la puesta de trabajo.

Deben tener entradas analógicas de voltaje y una binaria de bloqueo, y dos salidas binarias (puesta en trabajo y disparo). Su edición es de amplitud de corriente.

Los valores que se deben ajustar en un relé son:

- Sobrevoltaje ajuste V

- Frecuencia mínima
- Retardo

3.7. CALIBRACION DEL RELE DE PROTECCION

3.7.1. OPERACIÓN GENERAL

La protección de multifunción digital SIPROTEC 7UM61 está equipada con un alto rendimiento de microprocesador. Todas las funciones tienen acceso a los valores medidos y resultados de comandos del circuito de interruptor y otros cambios de equipo, son procesados digitalmente. La siguiente figura muestra la estructura básica del dispositivo.

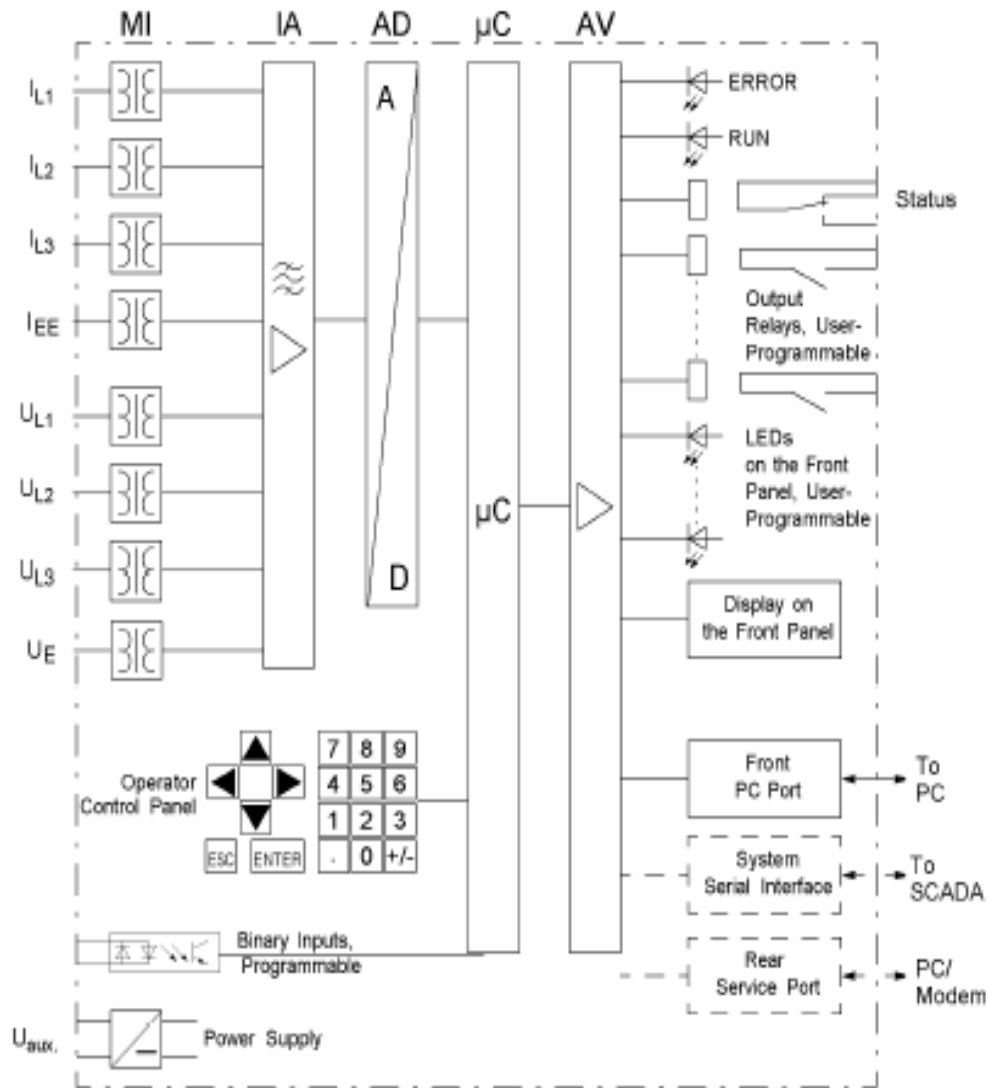


Figura 31. Estructura del mecanismo del dispositivo de protección 7UM61

3.7.2. ENTRADAS ANÁLOGAS

Las entradas de medida (MI) son aisladas galvánicamente, transforma las corrientes y voltajes para el transformador primario y los adapta al nivel de procesador interno del dispositivo. El dispositivo tiene 4 corrientes y 4 voltajes de entrada. Tres entradas son usadas en cada lado del objeto de protección para medir la corriente de fase.

Una entrada de corriente es equipada con entrada a transformador sensible (I_{EE}) y puede medir la corriente del secundario en mA. Tres entradas de voltaje adquieren

los voltajes fase a tierra. La cuarta entrada de voltaje es para desplazar la medida de voltaje para la protección de falla a tierra del estator.

La IA (input amplifier) entrada amplificadora permite agrupar conexiones de alta impedancia para valores de entrada análogos y contiene filtros pasabanda para optimizar la medición de los valores que están siendo procesados.

El AD convertidos análogo digital contiene grupos de alta resolución digital 22 bits y componentes de memoria para transferir los datos al microcomputador.

3.7.3. SISTEMA DE MICROCOMPUTADORA

La implementación del software es procesado en el sistema de microcomputador y sus principales funciones son:

- Filtrado y acondicionamiento de las señales de medición
- Monitoreo continuo de la cantidad de medida
- Monitoreo de la condición de encendido para las funciones de protección individual
- Comparación de los valores límite y el tiempo de secuencias
- Control de las señales para funciones lógicas
- Decisión para comandos de disparo
- Señalización del comportamiento de la protección por medio de LEDs, LCD, relés o interfaces seriales
- Almacenamiento de indicaciones, datos y valores de falla para análisis de falla
- Manejo del sistema de operación y las funciones asociadas como grabación de datos, tiempo de reloj real, comunicaciones, interfaces, etc.

3.7.4. ADAPTACION DE LA FRECUENCIA DE MUESTREO

La frecuencia de la cantidad de medición es registrada continuamente y ajustada a la frecuencia actual. Esto garantiza que la protección y las funciones de medida produzcan resultados correctos sobre toda el rango de frecuencia. Además garantiza precisión en el rango de frecuencia para 11Hz a 69Hz.

La adaptación de la frecuencia de muestreo puede, además operar cuando por lo menos una medida a.c. está presente en una de las entradas análogas, con una amplitud de por lo menos el 5% del valor estimado ("condición operacional 1").

Si los valores presentes no son apropiados, o si la frecuencia es menor a 11Hz o mayor a 70Hz, el dispositivo debe operar en modo "condición operacional 0".

3.7.5. ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS

Para entradas y salidas binarias y al sistema del computador son enviadas vía el módulo de I/O (entrada salida). El sistema del computador obtiene la información para el sistema o el equipo externo.

Las salidas son principalmente órdenes que se emiten al dispositivo y mensajes para señales remotas de eventos y estados.

3.7.6. ELEMENTOS FRONTALES

Los indicadores ópticos (LEDS) y los visualizadores del panel frontal (LC Display) proporcionan información en la función del dispositivo e indican eventos, estados y valores medidos. El mando integrado y las llaves numéricas junto con el LCD facilitan la interacción local con el dispositivo.

Por este medio toda la información en el dispositivo tal como el diseño y ajuste de parámetros, operación e indicaciones de alteración y valores medidos pueden ser preguntados y los parámetros pueden ser cambiados.

3.7.7. INTERFACE SERIAL

Un operador de interfase serial en la cubierta frontal proporciona información local con un PC, usando el programa de operación DIGS^R4. Permite una correcta operación de todas las funciones del dispositivo.

Un servicio de interfase serial puede tener de la misma manera comunicación vía PC con el dispositivo usando DIGSI^R4. Es especialmente apropiado para

conexiones delicadas de el dispositivo al PC o para operación vía módem. El servicio de interfase también se puede para conectar un RTD-Box.

Todos los datos se pueden transferir al control central o al monitoreo del sistema por medio del sistema de interfase serial. Esta interfase puede estar compuesta de varios protocolos y modos de transmisión física adaptada a una aplicación en particular.

Una interfase está provista por tiempos de sincronización del reloj interno a través de las fuentes de sincronización externa.

Además de los protocolos de comunicación pueden ser implementados por protocolos de comunicación adicional.

3.7.8. POTENCIA SUMINISTRADA

Las unidades funcionales descritas son proporcionadas por un suministro de potencia PS con la potencia necesaria para los diferentes niveles de voltaje. El descenso del voltaje puede ocurrir si el voltaje suministrado al sistema se pone en corto circuito. Usualmente están conectados por un capacitor.

3.7.9. EL ALCANCE DE LA APLICACIÓN

El dispositivo SIPROTEC® 7UM61 es la unidad de protección de la máquina de multi-función digital de la serie 7UM6 Protección Numérica. Mantiene todas las funciones de protección necesarias para generadores y motores. Como el alcance de funciones de los 7UM61 puede personalizarse, está preparado para los generadores pequeños, medianos y grandes.

El dispositivo cumple los requisitos de las protecciones para las dos conexiones básicas típicas:

- Bus de conexión
- La Unidad conexión

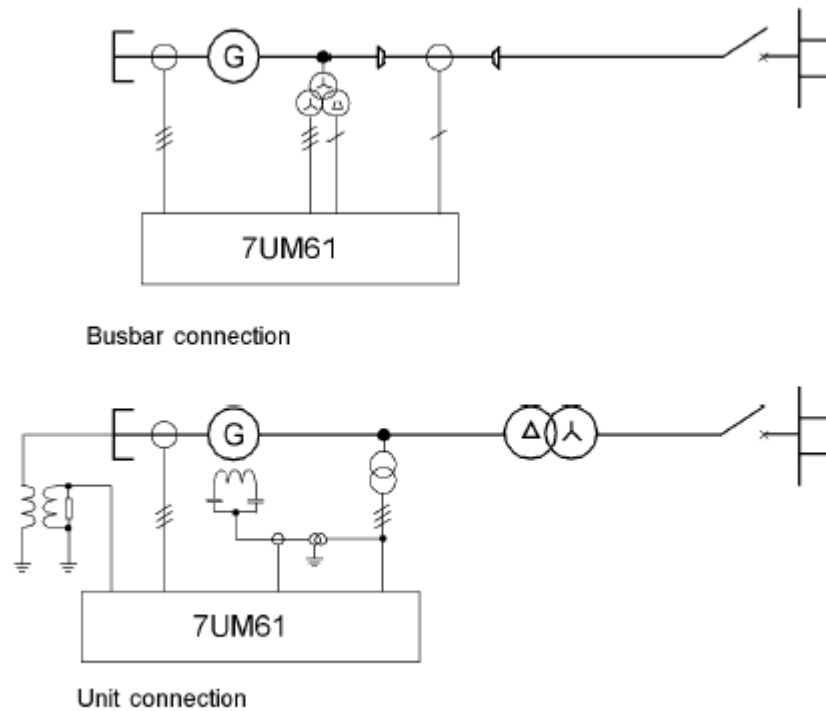


Figure 1-2 Typical Connections

Figura 32. Conexiones básicas típicas

El software escalable permite una gama amplia de aplicaciones. La función correspondiente puede seleccionarse de los paquetes para cada aplicación particular. Por ejemplo, solo con el dispositivo 7UM61, es posible proporcionar protección comprensiva y fiable de generadores pequeños a la capacidad del elemento (aprox. 0.5 - 5 MW).

Adicionalmente, el dispositivo forma la base para la protección de los generadores medianos a los de tamaño grandes (protección auxiliar). En la combinación con el dispositivo 7UM62 (un dispositivo extenso de la serie 7UM6), los requisitos de todas las protecciones se encontraron en la práctica para el más pequeño y pueden reunirse a las máquinas más grandes. Esto constituye posible un concepto consistente de reserva de la capacidad de protección.

El 7UM61 es utilizable para las aplicaciones extensas como:

- Protección Auxiliar, además desde la protección de sobrecorriente, a una gran variedad de protección por ejemplo, las funciones permiten supervisar el voltaje y la frecuencia de carga.
- Protección de de motores síncronos y asíncronos.

3.7.10. REGISTRO DE EVENTOS Y VALORES MEDIDOS; GRABANDO EL EVENTO Y DATOS DE FALLA

Los mensajes en operación proporcionan la información sobre las condiciones en el sistema de potencia y el propio dispositivo. Las cantidades de la medida y los valores computados resultantes pueden ser visualizados localmente y comunicados vía interfase serial.

Las indicaciones de los dispositivos pueden ser presentadas por LEDs en el tablero frontal procesado externamente usando contactos de salida combinado con funciones lógicas usuario – definible y/o salida vía interfase serial.

Durante una generación de falla los eventos importantes y los cambios de estado son acumulados en un buffer de anunciación de falla. La instantánea o valores medidos rms durante la falla son también guardados en el dispositivo y son seguidamente disponibles para análisis de falla.

3.7.11. COMUNICACIÓN

Para comunicación con operador externo, control y sistema de almacenamiento, interfase serial están disponibles.

3.8. CARACTERISTICAS

3.8.1. Datos generales

- Potente sistema de microprocesador de 32 bits
- Procesador digital completo de valores medidos y control, para muestreo y digitalización de cantidades de medida a disparar el circuito interruptor u otros mecanismos del dispositivo.

- Total separación eléctrica entre las fases del procesador interno del dispositivo y el transformador externo control y DC que proporciona el circuito debido al diseño de las entradas binarias, salidas y los convertidores DC.
- Funcionamiento simple del dispositivo usando el operador integrado y el display del panel o por los medios de un PC conectado con el software DIGSI®.
- El cómputo continuo y despliegue de los valores medidos.
- Almacenamiento de los mensajes de falla y el instantáneo o valores rms para grabación de la falla.
- Supervisión continua de los valores medidos así como del hardware y software del dispositivo.
- Comunicación con el control central y el equipo de almacenamiento de memoria vía interfase serial, opcionalmente vía cable de datos, módem o líneas de fibra óptica.
- Autorización de ayuda como la conexión de verificación, verificación del campo de rotación, despliegue de la condición de todas las entradas y salidas binarias y evaluación del registro de medición.

3.8.2. Protección de sobrecorriente ($I>$) con bajo voltaje

- 2 fases de tiempo definido $I>$ y $I>>$ para las tres fases de corriente (I_{L1} , I_{L2} , I_{L3})
- Bajo voltaje seal-in para máquinas síncronas cuyo voltaje de excitación se obtiene de los terminales de la máquina.
- Opcionalmente la determinación direccional adicional con la fase de corriente actual $I>>$.
- Capacidad de bloqueo

3.8.3. Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (voltaje – controlado)

- La posible selección para varias características
- Opcionalmente voltaje controlado o voltaje dependiente.

- La influencia de voltaje puede ser bloqueado por la supervisión de la pérdida del fusible o por la protección transformador de voltaje.

3.8.4. Protección de potencia inversa

- Cálculo de la potencia de los componentes de secuencia positiva
- Alta sensibilidad y precisión de la medida de potencia activa (detección de pequeños motores igualan con factor de potencia bajo $\cos \varphi$, compensación del error de ángulo).
- Insensible a la fluctuación de potencia.
- Fase de tiempo anterior y fase de corto tiempo (activado con el disparo de cierre de emergencia de la válvula)

3.8.5. Protección de sobrevoltaje

- Medida de dos fases de sobrevoltaje del más alto de los tres voltajes
- Opcionalmente con voltajes de fase a fase o voltajes de fase a tierra.

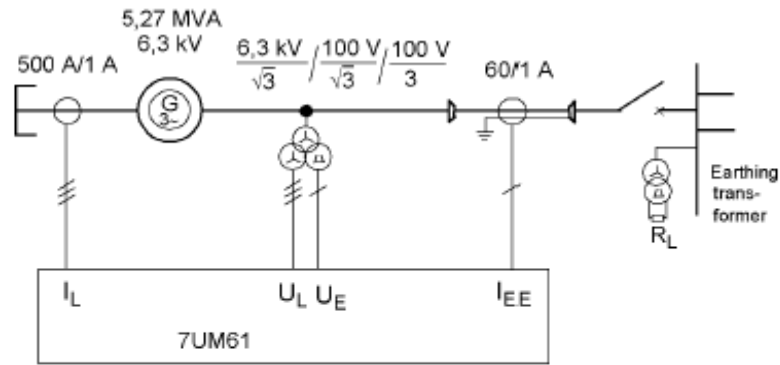
3.9. SISTEMA DE REFERENCIA

Aquí se explica la protección individual y las funciones adicionales y la información proporcionada sobre los valores situados.

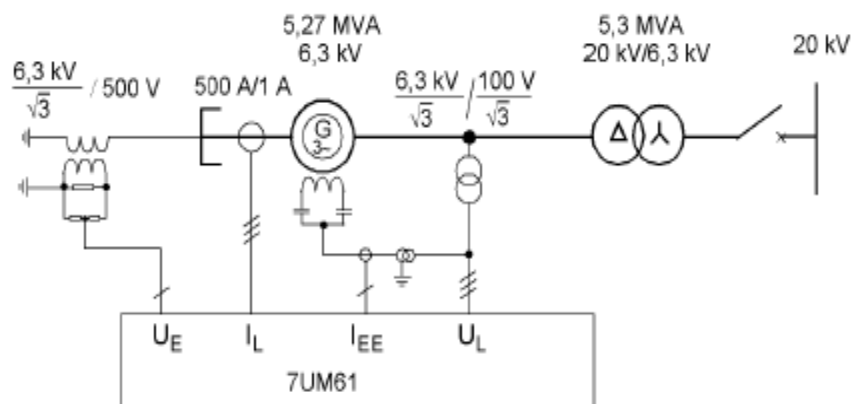
3.9.1. DESCRIPCION FUNCIONAL

Generador

El cálculo de los ejemplos están basados en dos pequeñas capacidades de referencia del sistema de potencia con dos conexiones básicas el bus de conexión y la unidad de conexión. Todas las puestas por defecto del relé son acordemente adaptadas.



a) Bus de conexión



b) unidad de conexión

Figura 33. Conexiones básicas del sistema de potencia

3.10. DATOS TECNICOS DE LA REFERENCIA DEL SISTEMA DE POTENCIA

Generador	SN.T = 5,27MVA	
	UN.Gen = 6,3 KV	
	ING = 483 A	
	cos φ = 0,8	
Corriente transformador	IN,prim = 500A	IN,sec = 1A
Toroidal c.t	IN,prim = 60A	IN,sec = 1A
Voltaje de transformador	UN,prim = (6,3/ $\sqrt{3}$)KV	UN,sec = (100/ $\sqrt{3}$)V
		Uen/3 = (100/3)V

3.10.1. Transformador

Transformador	SN.T = 5,3MVA	
	Uos = 20 KV	
	U = 6,3KV	
	UK = 7%	
Punto cero del transform.	CT = (6,3 KV/ $\sqrt{3}$) /500V	
Relación de resistencia	5:01	

3.10.2. Motor

Transformador	VN = 6600V	
	IN,M = 126 A	
	IStartCurr. = 624 A	Corriente de arranque
	Imax = 135A	Corriente de estator
	Tstrt = 8,5 s	Tiempo de arranque
Corriente de transformador	IN,prim = 200A	IN,sec = 1A

El cálculo de los valores de ejecución son valores secundarios relacionados con el dispositivo y pueden ser modificados inmediatamente vía operación local.

Para completar los parámetros es recomendado el uso del programa de operación DIGSI4.

De esta manera, el usuario puede especificar los valores del primario además los valores del secundario. Esto hace el 7UM61 como un puesto referido a los valores estimados del objeto a ser protegido. Este procedimiento tiene la ventaja de ser un sistema independiente.

3.10.3. ENTRADAS Y SALIDAS ANALOGAS

Entradas de corriente

Valor de frecuencia considerado	fN	50Hz o 60Hz	(ajustable)
Corriente considerada	IN	1A o 5 ^a	

Corriente a tierra, sensible	INS	≤ rango lineal 1,6A	
Carga por fase y ruta a tierra			
en IN = 1A		Aprox. 0,05VA	
en IN = 5A		Aprox. 0,3VA	
Para detección de falla a tierra en 1A		Aprox. 0,05VA	
Corriente de ruta cargadamente			
termal (rms)		100.IN para 1s	
		30.IN para 10s	
		4.IN continuo	
Dinámico (valor máximo)		250.IN (medio ciclo)	
Entrada cargada para detección de falla a tierra IEE			
termal (rms)		300 A para 1s	
		100 A para 10s	
		15 A continuos	
Dinámico (valor máximo)		750 A (medio ciclo)	

Entradas de voltaje

Voltaje nominal del secundario		100V a 225V
rango de medida		0V a 170V
carga	en 100V	Aprox. 0.3 VA
capacidad de voltaje en la ruta de sobrecarga		
termal		230 V continuos

3.10.4 VOLTAJE AUXILIAR

Voltaje DC

Suministro de voltaje usando el conversor integrado		
Voltaje auxiliar DC considerado Uaux	24/48 VDC	60/110/125 V DC
Rangos de voltaje permitidos	19 a 58 V DC	48 a 150 V DC
Voltaje auxiliar DC considerado Uaux	110/125/220/250 V DC	
Rangos de voltaje permitidos	88 a 300 V DC	
Sobreponer una onda de voltaje AC pico- pico	≤ 15 % del voltaje auxiliar	
Potencia de entrada		
7UM611	inmóvil	aprox. 4W
7UM611	energizado	aprox. 9.5W
Tiempo de puenteado en falla o corto circuito	≥ 50 ms en V ≥ 110 V DC	
	≥ 20ms en V ≥ 24 V DC	

Voltaje AC

Suministro de voltaje usando el conversor integrado		
Voltaje nominal auxiliar AC Uaux	115 VAC (50/60 Hz)	230 V AC (50/60 Hz)
Rangos de voltaje permitidos	92 a 132 V AC	184 a 265 V AC
Consumo de potencia inmóvil	aprox. 4 VA	
Consumo de potencia inmóvil	aprox. 12 VA	
Tiempo de puente en falla o corto	≥ 200ms	

circuito	
----------	--

3.10.5 ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS

Entradas binarias

Variante	Numero	
7UM611	7 configurable	
Rangos de voltaje considerados	24 V DC a 250 V DC, bipolar	
Consumo de corriente, energizado	aprox. 1.8 mA, independiente del voltaje de control	
Principio de cambio	ajustable con jumpers	
Entradas binarias BI1 a BI7		
Para voltajes estimados	24/48/60/110/125 V DC	U high \geq 19 V DC U low \leq 10 V DC
Para voltajes estimados	110/125/220/250 V DC	U high \geq 88 V DC U low \leq 44 V DC
Voltaje máximo permitido	300 V DC	
Omisión de impulso de entrada	220 nF que acoplan la capacidad a 220 V con tiempo de recuperación > 60 ms	

SALIDAS DEL RELE

Número	7UM611	11 (cada uno con 1 contacto NA)
Capacidad de	Producir	1000 W/VA
	Interrumpir	30 VA 40 W resistivo 25 W
Voltaje de conmutador	250 V	
Corriente por contacto permitido	5 A continuos 30 A para 0.5 s	
Corriente total permitido en los contactos de la ruta común	5 A continuos 30 A \leq 0.5 s	
UL listado con los siguientes valores nominales		
	120 V AC	piloto obligatorio, B300
	240 V AC	piloto obligatorio, B300
	240 V AC	5 A propósito general
	24 V DC	5 A propósito general
	48 V DC	0.8 A propósito general
	240 V DC	0.1 A propósito general
	120 V AC	1/6 hp (4.4 FLA)
	240 V AC	1/2 hp (4.9 FLA)

LEDs

Funcionamiento (verde)

Error (rojo)

7 leds en el dispositivo 7UM611

3.10.6 Protección de Sobrecorriente de tiempo definido (I>, ANSI 50/51; I>>, ANSI 50/51/67)**RANGOS DE SETEADO/ INCREMENTOS**

Corriente de arranque I>	para IN = 1A	0.05 A a 20.00 A	Incremento 0.01 A
	para IN = 5A	0.25 A a 100.00 A	Incremento 0.05 A
Corriente de arranque I>>	para IN = 1A	0.05 A a 20.00 A	Incremento 0.01 A
	para IN = 5A	0.25 A a 100.00 A	Incremento 0.05 A
Tiempo de retardo T		0.00s a 60.00s o inefectivo	Incremento 0.01 s
Bajo voltaje Seal In fase a fase		10.0 V a 125.0 V	Incremento 0.01 V
Tiempo de bajo voltaje		0.10s a 60.00s	Incremento 0.01 s
Límite direccional del ángulo de línea I>>		-90° a + 90°	Incremento 1°

Tiempos

Tiempo de arranque	
I>, I>>	
Corriente = 2 x Valor tomado	aprox. 35 ms
Corriente = 10 x valor tomado	aprox. 25 ms
Tiempo de separación	
I>, I>>	aprox. 50 ms

3.10.7 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso (ANSI 51V)**RANGOS DE SETEADO/ INCREMENTOS**

Corriente de arranque I _p (fase)	para IN = 1A	0.10 A a 4.00 A	Incremento 0.01 A
	para IN = 5A	0.50 A a 20.00 A	Incremento 0.05 A
Multiplicadores de tiempo para I _p curvas ANSI		0.50 a 15.00 o inefectivo	Incremento 0.01

Bajo voltaje habilitado U<	10.0 V a 125.0 V	Incremento 0.1 V
----------------------------	------------------	------------------

Tiempo de disparo de las curvas con ANSI

- **Muy inverso (tipo A)**

$$t = \left(\frac{3.922}{(I/I_p)^2 - 1} + 0.0982 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

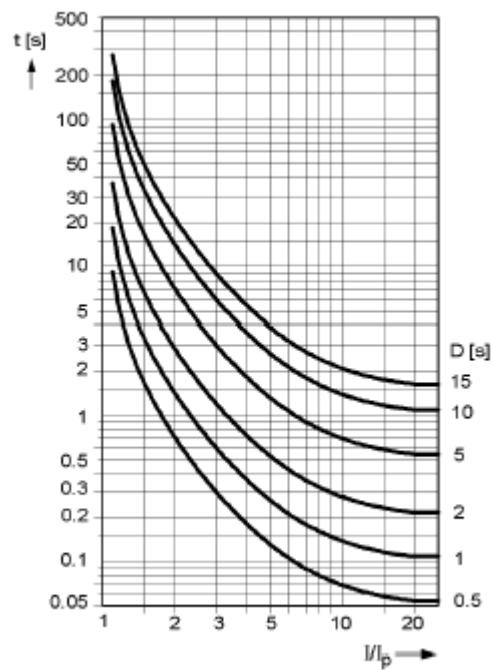


Figura 34. Curva ANSI tipo A muy inverso

- **Inverso**

$$t = \left(\frac{8.9341}{(I/I_p)^{2.0938} - 1} + 0.17966 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

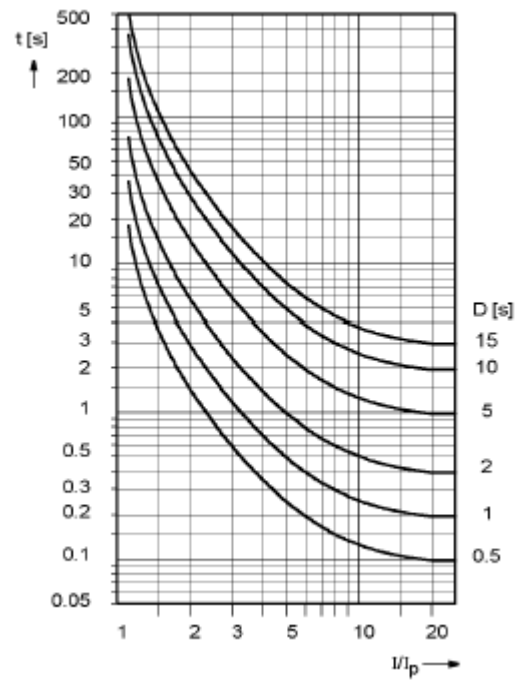


Figura 35. Curva ANSI inverso

- **Moderadamente Inverso**

$$t = \left(\frac{0.0103}{(I/I_p)^{0.02} - 1} + 0.0228 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

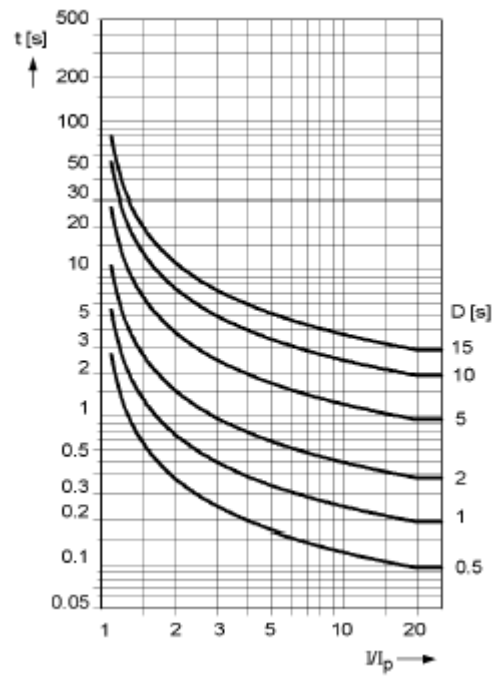


Figura 36. Curva ANSI moderadamente inverso

- Extremadamente inverso

$$t = \left(\frac{5.64}{(l/l_p)^2 - 1} + 0.02434 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

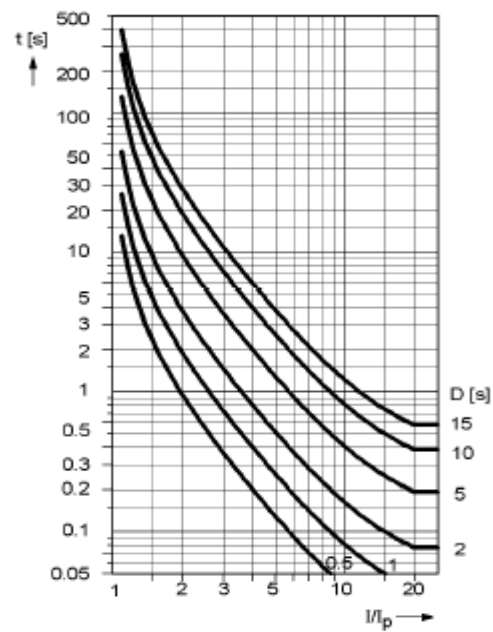


Figura 37. Curva ANSI extremadamente inverso

- **Inverso definido**

$$t = \left(\frac{0.4797}{(I/I_p)^{1.5625} - 1} + 0.21359 \right) \cdot D \text{ [s]}$$

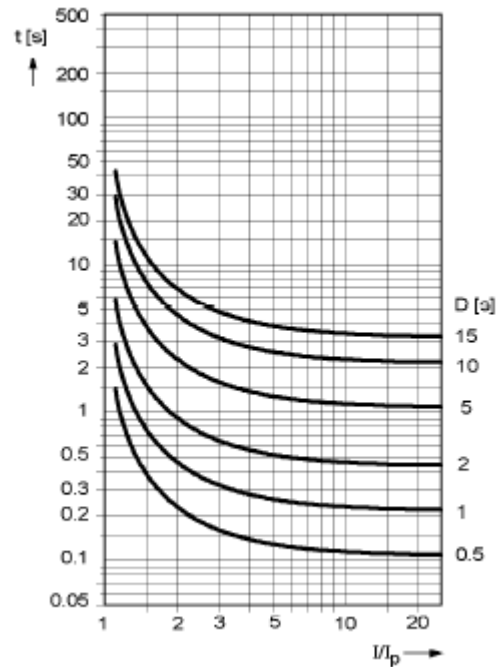


Figura 38. Curva ANSI inverso definido

3.10.8. Protección de potencia inversa

RANGOS DE SETEADO / INCREMENTOS

Potencia inversa $P_{inversa} > SN$	-0.50 % a -30.00 %	Incremento 0.01%
Tiempo de retardo T	0.00 to 60.00 s or ∞ (inefectivo)	Incremento 0.01s

TIEMPOS

tiempo de encendido –Potencia inversa $P_{inversa} >$	aprox. 360 ms en $f = 50$ Hz aprox. 300 ms en $f = 60$ Hz
Tiempos de separación –Potencia inversa $P_{inversa} >$	aprox. 360 ms en $f = 50$ Hz aprox. 300 ms en $f = 60$ Hz

3.10.9. Protección de sobrevoltaje (ANSI 59)

RANGOS DE SETEADO / INCREMENTOS

Cantidad de medida	Voltaje máximo de fase a fase, calculado para el voltaje de fase a tierra	
Pickup thresholds U<, U<<, Up<	30.0 V a 170.0 V	Incremento 0.1V
Realción aislada RV U< (FasesU>, U>>)	0.90 a 0.99	Incremento 0.01
Tiempo de retardo T U>, T U>>	0.00 a 60.00 s o ∞ (inefectivo)	Incremento 0.01s

TIEMPOS

Tiempo de encendido U>, U>>	aprox. 50 ms
Tiempo de separación U>, U>>	aprox. 50 ms

3.11. FUNCIONES AUXILIARES

3.11.1 VALORES OPERACIONALES

Valores operacionales para corriente	IL1, IL2, IL3 en A (kA) primario y en A el secundario o en % de I_N $3I_0$ en A (kA) primario y en A secundario
Rango	10 % a 200 % I_N
Tolerancia	0.2 % del valor, o $\pm 10 \text{ mA} \pm 1$ dígito
Valores de corriente operacionales	INs
Rango	0 mA a 1600 mA
Tolerancia	0.2 % del valor, o $\pm 10 \text{ mA} \pm 1$ dígito
	Secuencia positiva I1 en A (kA) primario y en A secundario o en % I_N
	Secuencia negativa I2 in A (kA) primario y en A secundario o en % I_N

Valores operacionales para voltaje Fase - tierra	(fase - tierra) UL1, UL2, UL3 en kV primario, en V secundario o en % de U_N UL1-L2, UL2-L3, UL3-L1 en kV primario, en V secundario o en % de U_N UE o $3U_0$ en kV primario, en V secundario o en % de U_N Componente de secuencia positiva U1 y componente de secuencia negativa U2 en kV primario, en V secundario o en % de U_N
Rango	10 % a 120 % de U_N
Tolerancia	0.2 % del valor, o ± 0.2 mA ± 1 dígito
Valores de impedancia operacionales	R, X en primario y secundario
Tolerancia	1 %

Valores operacionales para potencia	S, potencia aparente en kVAr (MVar o GVar) primario y en % de S_N P, potencia activa (con señal) en kVAr (MVar o GVar) primario y en % de S_N Q, potencia reactiva (con señal) en kVAr (MVar o GVar) primario y en % de S_N
Rango	0 % a 120 % S_N
Tolerancia	1 % \pm 0,25 % S_N con $S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N$

Valores operacionales para factor de potencia	$\cos \varphi$
Rango	-1 a +1
Tolerancia	1 % \pm 1 Dígito

Angulo de potencia	φ
Rango	-90° a $+90^\circ$
Tolerancia	0.1°

Valores operacionales para frecuencia	f en Hz
Rango	40 Hz < f < 65 Hz
Tolerancia	10 mHz en $U > 0.5 \cdot U_N$

3.11.2 REPORTE MAX /MÍN

Reporte de valores	Con datos y tiempo
Reset manual	Usando entradas binarias Usando llaves de paso Usando comunicaciones
Min/Max Valores para corriente componentes de secuencia positiva	I1
Min/Max Valores para voltaje componentes de secuencia positiva	U1
Min/Max Valores para potencia	P,Q
Min/Max Valores para frecuencia	F

3.12. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO DE LA CENTRAL HIDRAULICA

LA PENINSULA

Para realizar los diferentes cálculos para la respectiva programación del dispositivo de protección se toma como base del diagrama unifilar que se muestra en el anexo C (Diagrama eléctrico unifilar del sistema de la E.E.A.S.A)

Se debe destacar que el sistema de subtransmisión de la EEASA consta de dos puntos de entrega de potencia pertenecientes al Sistema Nacional Interconectado, los cuales se han elegido como barras oscilantes.

Este programa se simuló mediante el programa para análisis de flujos de potencia denominado PSAF V2.8 proporcionado por el Departamento de Planificación de la EEASA, el mismo que permite crear el diagrama unifilar del sistema ubicando los elementos tales como: barras, líneas, transformadores, cargas, condensadores, necesarios para el cálculo de dicho flujo.

- Se realiza el cálculo de flujos de cortocircuito para fallas de tipo trifásica y monofásica a tierra sobre la misma base de datos obtenida en los flujos de potencia.

Las condiciones consideradas fueron:

Cuando la central hidráulica La Península se encuentra trabajando con los cuatro generadores hidráulicos en este caso consideramos época lluviosa y cuando la central trabaja con un generador hidráulico se considera época de sequía.

- Se determinan los valores de potencia, factor de potencia, corrientes con los cuales podemos realizar los respectivos cálculos.

- De acuerdo con los datos anteriores se realizan los diagramas de secuencia positiva y cero, y se calculó el circuito equivalente Thevenin que se muestran a continuación.
- Al obtener los resultados de los respectivos diagramas se procede a calcular la corriente de falla trifásica y monofásica a tierra en la barra de 6.9KV de la central La Península.

3.12.1 CALCULOS

DATOS:

$$\text{Potencia aparente (S)} = 625 \text{ KVA}$$

$$\text{Potencia activa (P)} = 500 \text{ KW}$$

$$\text{Cos } \varphi = P / S$$

$$\text{Cos } \varphi = 500\text{KW} / 625 \text{ KVA}$$

$$\text{Cos } \varphi = 0.8$$

$$\varphi = 36.87^\circ$$

$$\text{Potencia reactiva (Q)} = \sqrt{3} \times U \times I \times \text{Sen } \varphi$$

$$(Q) = 625 \text{ KVA} \times \text{Sen } 36.87^\circ$$

$(Q) = 375 \text{ KVAR}$

Cálculo de la corriente de pickup

$$\text{Voltaje (V)} = 6.9 \text{ KV}$$

$$\text{Potencia (P)} = 500 \text{ KW}$$

$$I = S/V$$

$$I = 625 \text{ KW} / 6.9 \text{ KV}$$

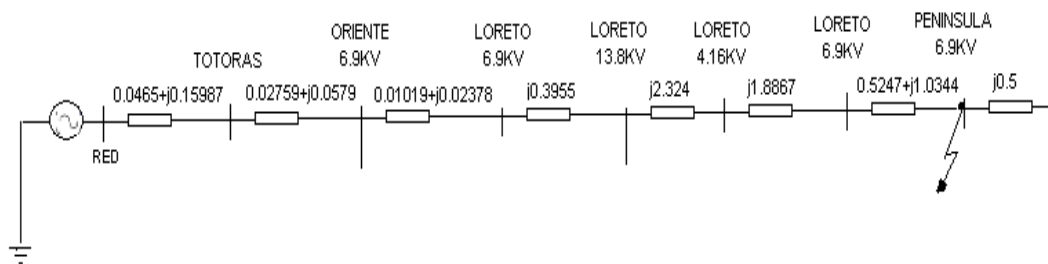
$$I = 90.58 \text{ A}$$

(CONDICIÓN 1)

Cálculo de secuencia positiva para un generador en funcionamiento a esta condición se considera sequía (condición de sequía).

*** TRIFASICA**

SALIDA ORIENTE



$$Z_1 = 0.00465 + j0.15987 + 0.02759 + j0.0579 + 0.01019 + j0.02378 + j0.3955 + j2.324 + j1.8867 + 0.5247 + j1.0344$$

$$Z_1 = 0.56713 + j 5.88215$$



$$Z_T = \frac{(0.56713 + j5.88215) * j0.5}{(0.56713 + j5.88215 + j0.5)}$$

$$Z_T = \frac{-2.9411 + j0.2836}{0.56713 + j6.3821}$$

$$Z_T = 0.003 + j 0.4602$$

$$Z_T = 0.4602 \angle 89.57^\circ$$

$$I_{cc} = \frac{1}{Z_T}$$

$$I_{cc} = \frac{1}{0.4602}$$

$$I_{cc} = 2.17 \text{ p.u}$$

$$I_{base} = \frac{KVA_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

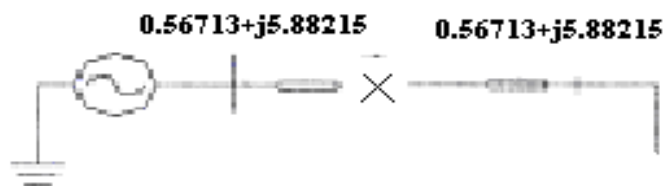
$$I_{base} = \frac{100000KVA}{\sqrt{3} * 6.9KV} = 8367.39A$$

$$I_{cc} = I_{p.u} * I_{base}$$

$$I_{cc} = 2.17 * 8367.39$$

$$I_{cc} = 18157.24A$$

*** MONOFASICO**



$$I_a = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

De acuerdo a las condiciones de la central y el respectivo análisis no existe secuencia a cero por la conexión del generador y debido a que el diseño de la central es de unos 40 años atrás esto se puede observar en el anexo A por lo tanto:

$$I_a = \frac{3E}{2(5.88215)} = \frac{3(1)}{11.76} = 0.26 p.u$$

$$I_{base} = 8367.39^a$$

$$I_{cc} = I_p.u * I_{base}$$

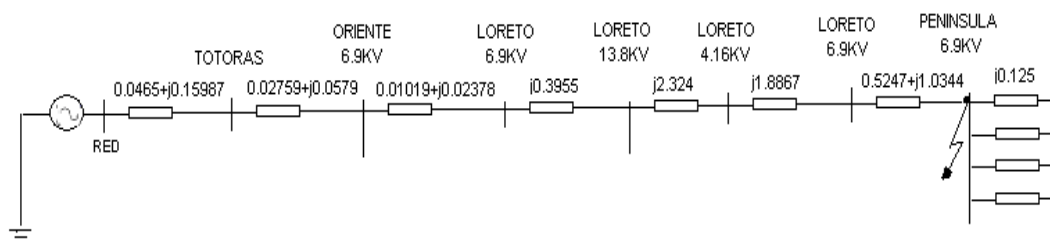
$$I_{cc} = 0.26 * 8367.39 = 2175.52 A$$

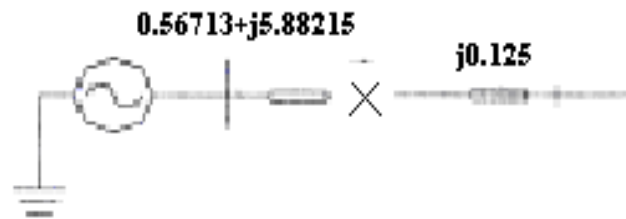
$$I_{cc} = 2175.52$$

(CONDICION 2)

Cálculo de secuencia positiva para cuatro generadores en funcionamiento a esta condición se considera lluvioso (condición lluvioso).

*** TRIFASICA**



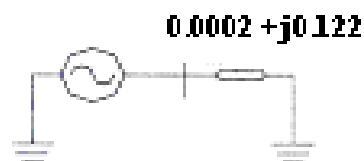


$$Z_T = \frac{(0.56902 + j5.88215) * j0.125}{0.56902 + j5.88215 + j0.125}$$

$$Z_T = \frac{-0.735 + j0.071}{0.56902 + j6} = \frac{0.738 \angle 174.48^\circ}{6.027 \angle 84.58^\circ}$$

$$Z_T = 0.122 \angle 89.9^\circ$$

$$Z_T = 0.0002 + j0.122$$



$$I_{cc} = \frac{1}{Z_T}$$

$$I_{cc} = \frac{1}{0.122} = 8.197 \text{ p.u.}$$

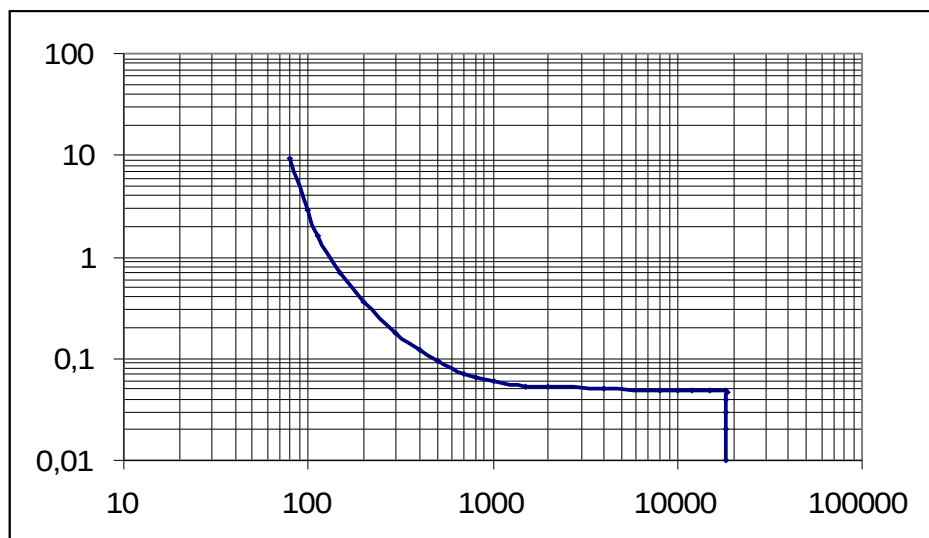
* MONOFASICA

Para el análisis monofásico se obtienen los mismos valores al operara con un generador y los valores altos se deben a los dimensionamientos de los equipos.

CURVA OBTENIDA

Posición.	S/E Península		Nivel.	6.9KV
Ali.o Línea	Interconexión Lligua Península			
Estudio	Fase	Relé		
TAP=	5,0	Curva	muy inversa	
RTC=	50	Dial	0,5	

Ip	t(seg)
80	9,4
100	2,9
112,5	1,62
150	0,7
200	0,36
300	0,18
400	0,12
500	0,094
700	0,072
800	0,066
1000	0,06
1500	0,054
2000	0,052
4000	0,0498
8000	0,0493
10000	0,0492
12000	0,0492
15000	0,0491
18157,54	0,049



3.12.2 AJUSTES DE PROTECCIONES

Dirección	Parámetro	Función	Opción de Ajuste	Ajuste por defecto	Comentario
1201	O/C I>	O/C Prot. I>	OFF	OFF	Protección tiempo sobrecorriente I>
1202	I>	O/C Prot. I>	75A	6.75 A	Corriente mínima de disparo para curva seleccionada de sobrecorriente el valor mostrado está en amperios
1203	T I>	O/C Prot. I>	9.4 seg	3.00 seg	T I> Tiempo de retardo
1204	U< SEAL-IN	O/C Prot. I>	OFF	OFF	Estado de bajo voltaje Seal-in
1205	U<	O/C Prot. I>	80V	80.0 V	Disparo de bajo voltaje seal-in
1206	T-SEAL-IN	O/C Prot. I>	9.4 seg	4.00 sec	Duración de bajo voltaje
1207A	I> DOUT RATIO	O/C Prot. I>	0.95	0.95	I> valor mínimo de la relación
1301	O/C I>>	O/C Prot. I>>	OFF	OFF	Protección de sobrecorriente tiempo I>>
1302	I>>	O/C Prot. I>>		21.50 A	I>> corriente de disparo
1303	T I>>	O/C Prot. I>>	0 seg	0.10 sec	T I>> Tiempo de retardo
1304	Dirección de fase	O/C Prot. I>>	Reverse	Reverse	Dirección de fase
1305	ángulo de línea	O/C Prot. I>>	60 °	60 °	ángulo de línea
1401	O/C Ip	O/C Prot. Ip	OFF	OFF	Protección de tiempo inverso Ip
1402	Ip	O/C Prot. Ip	5.00 A	5.00 A	Ip de disparo
1403	T Ip	O/C Prot. Ip	0.05 seg	0.50 sec	T Ip Tiempo de Dial
1404	TIEMPO DIAL: TD	O/C Prot. Ip	9.4	5.00	TIEMPO DIAL: TD
1406	CURVA ANSI	O/C Prot. Ip	O/C Prot. Ip	O/C Prot. Ip	CURVA ANSI
3101	POTENCIA INVERSA	Potencia inversa	OFF	OFF	Protección De potencia inversa
3102	P> INVERSA	Potencia inversa	-1.93 %	-1.93 %	P> Inversa
3103	T-SV-OPEN	Potencia inversa	0 seg	10.00 seg	Tiempo De retardo prolongado (sin parada de válvula)

3104	T-SV-CLOSED	Potencia inversa	0 seg	1.00 seg	Tiempo De retardo prolongado (con parada de válvula)
3105A	T-HOLD	Potencia inversa	0 seg	0 seg	Tiempo de disparo retenido
4101	SOBREVOLTAJE	Sobrevoltaje	OFF	OFF	Protección de sobrevoltaje
4102	U>	Sobrevoltaje		115.0 V	U> de disparo
4103	T U>	Sobrevoltaje	0 seg	3.00 seg	T U> Tiempo de retardo
4104	U>>	Sobrevoltaje		130.0 V	U>> de disparo
4105	T U>>	Sobrevoltaje	0 seg	0.50 seg	T U>> Tiempo de retardo
4106A	DOUT RATIO	Sobrevoltaje	0.95	0.95	U>, U>> de la relación

CAPITULO IV

ANALISIS DEL MODULO DE PROTECCION SIPROTEC 4 7UM61

4.1. Relé de protección multifunción para el generador y el motor (Multifunction Generator and Motor Protection Relay)

El SIPROTEC 4 7UM61 puede tener la protección exacta ya sea falla a tierra, cortocircuito, sobrecarga, sobrevoltaje, alta y baja frecuencia, etc., además de ofrecer numerosas funciones adicionales.

El SIPROTEC es una unidad compacta, la cual es especialmente desarrollada para la protección de pequeños y medianos generadores.

Estos integran todas las funciones necesarias y son particularmente diseñados para la protección de:

- Estaciones co-generadoras
- Estaciones generadoras a diesel
- Estaciones de potencia con turbinas a gas
- Estaciones de potencia industriales, entre otras

Este dispositivo también puede ser usado para la protección de motores síncronos y asíncronos.

La integración de funciones lógicas programables ofrece gran flexibilidad de uso como también puede ser adaptado a los diferentes requerimientos de la estación de potencia, en base a las condiciones especiales del sistema.

La flexible comunicación entre interfaces hace que sea abierta a las modernas arquitecturas de comunicación con el sistema de control.

4.1.1 FUNCIONES GLOBALES

Versión Básica

- Protección de falla a tierra del estator
- Protección de falla a tierra sensitiva

- Protección de sobrecarga del estator
- Protección de tiempo de sobrecorriente
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido
- Protección de sobrevoltaje y bajo voltaje
- Protección de alta y baja frecuencia
- Protección de potencia inversa
- Protección de sobreexcitación
- Acoplamiento de disparo externo

Versión Estándar

- Protección de potencia delantera
- Protección de baja excitación
- Protección de secuencia negativa
- Protección de avería del interruptor

Versión Completa

- Protección de energización inversa
- Protección de falla a tierra del estator a 100%
- Protección de impedancia

Motor asíncrono

- Supervisión del tiempo de encendido del motor

Mecanismos de funciones

- Protección del circuito de disparo
- Supervisión de falla del fusible
- Valores operacionales medidos V , I , f
- Valores de los medidores W_p , W_q .
- Tiempos de operación por horas
- Supervisión propia del relé

Interfaces de comunicación

- Sistema de interfase
 - Protocolo IEC 60870-5-103
 - PROFIBUS-DP
 - MODBUS RTU
 - DNP 3.0

4.2. APLICACIONES

El relé de protección 7UM6 de la familia SIPROTEC además puede ser desarrollado para protección de motores transformadores, las numerosas funciones adicionales permiten asegurar el costo efectivo del sistema y el confiable abastecimiento de potencia. Los valores de corriente medidos son desplegados en las condiciones de operación. Las indicaciones y las faltas son grabadas para proporcionar ayuda para realizar el respectivo diagnóstico no solo en caso de falla sino en el funcionamiento general del generador.

4.2.1. Funciones de protección

Numerosas funciones de protección son necesarias para garantizar la protección de máquinas eléctricas. Su extensión y combinación son determinados por una variedad de factores como tamaño de la máquina, modo de operación, configuración de la planta, disponibilidad de los requerimientos, experiencia y filosofía designada.

La combinación de funciones es escalable como se muestra en la siguiente tabla y para facilidad de la selección se dividen por grupos.

Protection functions	Abbreviation	ANSI No.	Generator			
			Basic	Standard	Full	Motor async.
Stator earth-fault protection non-directional, directional	$V_{0>, 3I_0>}$ $\surd(V_{0>, 3I_0})$	59N, 64G 67G	X	X	X	X
Sensitive earth-fault protection (also rotor earth-fault protection)	$I_{EE>}$	50/51GN (64R)	X	X	X	X
Stator overload protection	$\hat{I}t$	49	X	X	X	X
Definite-time overcurrent protection with undervoltage seal-in	$I> + V<$	51	X	X	X	X
Definite-time overcurrent protection, directional	$I>>, \text{Direc.}$	50/51/67	X	X	X	X
Inverse-time overcurrent protection	$t = f(I) + V<$	51V	X	X	X	X
Overvoltage protection	$V>$	59	X	X	X	X
Undervoltage protection	$V<$	27	X	X	X	X
Frequency protection	$f<, f>$	81	X	X	X	X
Reverse-power protection	$-P$	32R	X	X	X	X
Overexcitation protection (Volt/Hertz)	V/f	24	X	X	X	
Fuse failure monitor	$V_2/V_1, I_1/I_2$	60FL	X	X	X	X
External trip coupling (7UM611/612)	Incoup.		2/4	2/4	2/4	2/4
Trip circuit supervision (7UM612)	T.C.S.	74TC	X	X	X	X
Forward-power protection	$P>, P<$	32F		X	X	X
Underexcitation protection	$1/xd$	40		X	X	
Negative-sequence protection	$I_2>, t = f(I_2)$	46		X	X	X
Breaker failure protection	$I_{min}>$	50BF		X	X	X
Inadvertent energization protection	$I>, V<$	50/27			X	
100 %-stator-earth-fault protection with 3 rd harmonics	$V_{0(3^{rd} \text{ harm})}$	59TN 27TN (3 rd h.)			X	
Impedance protection with ($I> + V<$)-pickup	$Z<$	21			X	
Motor starting time supervision	$I_{an}^2 t$	48			X	X
Restart inhibit for motors	$\hat{I}t$	49			X	X
		Rotor				
External temperature monitoring through serial interface	θ (Thermo-box)	38	X	X	X	X
Rate-of-frequency-change protection ¹⁾	$df/dt >$	81R	X	X	X	X
Vector jump supervision (voltage) ¹⁾	$\Delta\varphi >$		X	X	X	X

4.2.2. Generador Básico

Una aplicación está concentrada para pequeños generadores o como protección auxiliar para los generadores más grandes. La función mixta también es una adición efectiva a la protección diferencial del transformador conectados en

paralelo los transformadores, además las funciones son diseñadas para el sistema de desconexión.

4.2.3. Generador Estándar

La función mixta es recomendada para generadores con salidas que excedan a 1MVA, está diseñado para protección de motores síncronos, en otra aplicación son auxiliares de los bloques de unidades más grandes.

4.2.4. Generador Full (Completo)

Aquí, todas las funciones de protección son garantizadas y recomendadas para generadores con salidas que excedan 5MVA. También para aplicaciones en que actúa como auxiliar de los grandes bloques de unidades.

4.2.5. Motor asíncrono

Esta función de protección es en particular para motores con un rendimiento de 1 a 2 MW.

Ofrece una frecuencia ancha que opera el rango de 11 Hz a 69 Hz. Cuando es inferior a este se adapta a los cambios de frecuencia y voltaje.

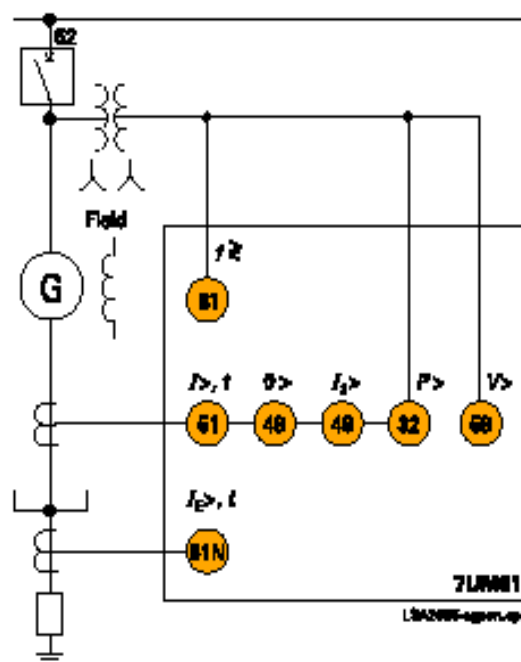


Figura 39. Aplicación de las funciones de 7UM61

4.3. CONSTRUCCIÓN

La unidad SIPROTEC 4 tiene un plan uniforme y un grado de funcionalidad que representa una nueva y entera calidad en protección y control. La operación local ha sido diseñada según el criterio ergonómico.

Grande y de fácil lectura de los displays para una mejor designación de operación.

El programa de operación DIGSI 4 simplifica considerablemente la planificación y diseño y reduce los tiempos de operación.

El 7UM611 está configurado en 1/3 de 19 pulgadas de ancho. Estas medidas pueden ser remplazadas por medidas de unidades de modelos anteriores.

Todos los cables son conectados directamente o por medio de agarraderas tipo anillo. También están disponibles alternativamente con entradas tipo enchufe.

En el caso del montaje de la superficie del panel las conexiones tienen terminales tipo rosca en la superficie y en el fondo.

Las interfaces de comunicaciones también son colocadas en los mismos sitios.

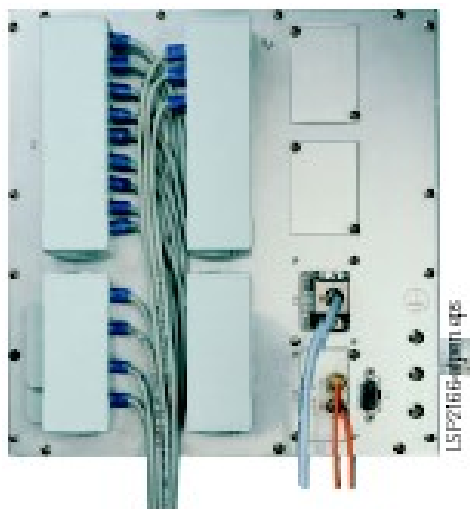


Figura 40. Vista trasera con alambrado de las terminales las seguridades cubren las interfaces de seriales

4.3.1. Protección de sobrecorriente de tiempo definido

I>, I>> (ANSI 50, 51, 67)

Esta función de protección comprende la protección de corto circuito para el generador y como protección auxiliar para los dispositivos a vapor como transformadores o protección de sistemas de potencia.

A un grado de bajo voltaje como $I >$ mantiene el movimiento (aceleración) cuando durante la falla, la corriente tiene una caída por debajo de lo permitido. En el caso de una caída de voltaje en las terminales del generador, el sistema de excitación estático puede no proporcionar el abastecimiento suficiente. Esta es una razón para reducir la corriente de cortocircuito.

El grado de corriente $I >>$ puede ser implementado como altamente fijo para un grado de disparo instantáneo. Con una función direccionada integrada esta puede aplicarse para generadores sin punto de encendido a CT (Transformadores de corriente) mire la figura 40.

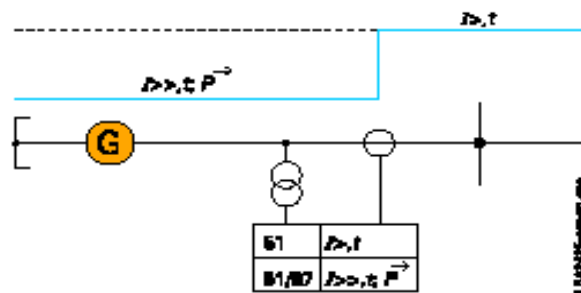


Figura 41. Protección con transformador de corriente en el terminal.

4.3.2. Protección de sobrecorriente de tiempo inverso

Es protección también comprende el cortocircuito y como protección auxiliar se usa para protección de sistemas de potencia con corriente dependiente del dispositivo de protección.

Se pueden seleccionar las características de las normas IEC y ANSI como se muestra en la siguiente tabla.

Characteristics	ANSI / IEEE	IEC 60255-3
Inverse	•	•
Moderately inverse	•	
Very inverse	•	•
Extremely inverse	•	•
Definite inverse	•	

4.3.3. Protección de potencia inversa (ANSI 32R)

La supervisión de protección de potencia inversa, la dirección del flujo de potencia activa y recolección cuando la energía mecánica falla porque al impulsar la potencia esta cae por la red. Esta función puede usarse para la suspensión operacional del generador, pero también previene los posibles daños a las turbinas de vapor.

La potencia inversa es calculada por la secuencia positiva de los sistemas de corriente y voltaje.

Las fallas asimétricas de la red por tanto no causan la reducción de la exactitud de las mediciones.

La posición del disparo de la válvula de emergencia es transmitida como información binaria y es usado como interruptor entre dos relés de retardo.

Cuando la protección para motor es aplicada el signo (\pm) de la potencia activa puede ser invertida mediante parámetros.

4.3.4. Protección de sobrevoltaje (ANSI 59)

Esta protección previene fallas de aislamiento que resulta cuando el voltaje es demasiado alto. Se pueden dar los casos: voltaje de línea a línea máximos o los voltajes de fase - tierra (para el bajo voltaje de los generadores) pueden ser evaluados.

Las mediciones resultantes de los voltajes de línea a línea son independientes del punto neutro desplazado por el voltaje fase – tierra. Esta función se lleva a cabo en dos fases.

4.4. COMUNICACIÓN

Con respecto a la comunicación, se ha puesto particular énfasis en los altos niveles de flexibilidad, integridad de los datos y utilización de las normas comunes en la automatización de energía.

La designación de los módulos de comunicación permite una disponible intercambiabilidad y por otro lado proporciona información para las futuras normas.

4.4.1. Interfase de PC local

La interfase de PC frontal accesible permite un rápido acceso a la unidad a todos los parámetros y datos del evento de falla. El uso del programa de operación DIGSI4 durante la ejecución es particularmente ventajoso.

4.4.2. Montaje de las interfaces posteriores

Dos módulos de comunicación en lo posterior de la unidad incorporada un equipo opcional complementa y permite una reajustación.

Ellos aseguran la habilidad a cumplir con los diferentes requisitos de interfaces de comunicación (óptico o eléctrico) y protocolos (IEC 60870, PROFIBUS, DIGSI).

Las interfaces pueden ser para diferentes aplicaciones:

4.4.3. Servicio de Interfase

La versión RS485 varias unidades de protección pueden operarse centralmente con DIGSI 4. Por uso de un módem, también es posible por control remoto. Esto proporciona ventajas en cada despeje de fallas, en particular en el mal manejo de las subestaciones.

4.4.4. Sistema de interfase

Esta es usada para comunicar con un control o protección, y sistema de control y apoyos, dependiendo del módulo conectado, una variedad de protocolos de comunicación e interfaces de designación.

IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 es un protocolo regularizado internacionalmente para comunicaciones con protección de relés. Es un número utilizado por los fabricantes.

Las funciones de protección del generador son almacenadas en la especificación del fabricante.

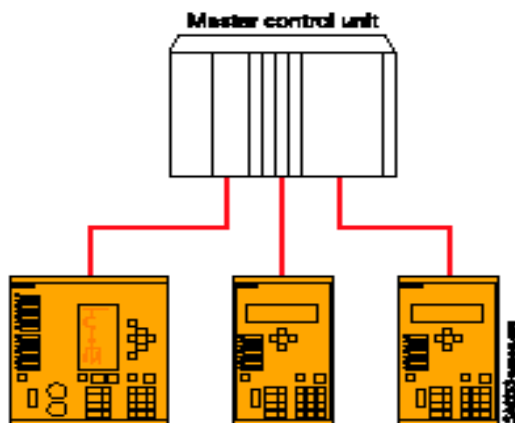


Figura 42.- IEC 60870-5-103 conexión de fibra óptica

PROFIBUS-DP

PROFIBUS es un protocolo de comunicación regularizado internacionalmente (EN 50170), es apoyado por cientos de fabricantes tiene a la fecha más de 1000000 de aplicaciones en todo el mundo.

Con el PROFIBUS-DP la protección es directamente conectada a SIMATIC S5/S7. Los datos transferidos son los datos de de falla, los valores medidos e información lógica.

MODBUS RTU

MODBUS RTU es también una comunicación estándar ampliamente utilizada y usada para numerosas soluciones de automatización.

DNP 3.0

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol Version 3.0) es un protocolo de comunicación basado en mensajería.

La unidad de SIPROTEC 4 es totalmente complaciente nivel 1 y nivel 2 con DNP 3.0 es apoyado por el número del dispositivo del fabricante.

Arquitectura segura del bus

- Bus RS485

Con esta transmisión de datos vía conductores de cobre, la influencia de interferencia electromagnética son principalmente eliminadas por el trenzado del

conductor. En el caso de falla de una unidad, el sistema restante continúa operando sin ninguna falla.

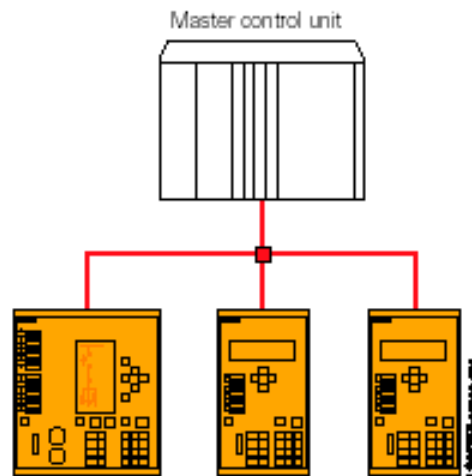


Figura 43.- PROFIBUS RS485

Fibra óptica circuito de doble anillo

La fibra óptica circuito de doble anillo es inmune a la interferencia electromagnética

En el caso de que una sección falle entre las dos unidades, el sistema de protección continúa para operar sin la perturbación.

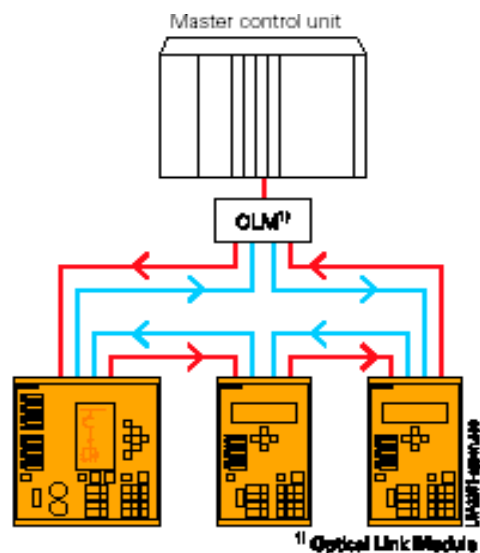


Figura 44. PROFIBUS circuito doble anillo

4.5. SISTEMAS DE SOLUCIÓN

SIPROTEC4 es hecho para uso en SIMATIC basado en sistemas de automatización

La vía de PROFIBUS-DP, las indicaciones y todos los valores medidos en operaciones relevantes son transmitidos por la unidad de protección.

Vía módem y servicio de interfase, el ingeniero tiene acceso a la protección del dispositivo a todos los tiempos. Esto permite el mantenimiento remoto y un diagnóstico.

Paralelo a esto es posible la comunicación local, por ejemplo durante una mayor inspección.



Figura 45.- Módulo de comunicación eléctrico



Figura 46.- Módulo de comunicación fibra óptica



Figura 47.- Módulo de comunicaciones doble anillo

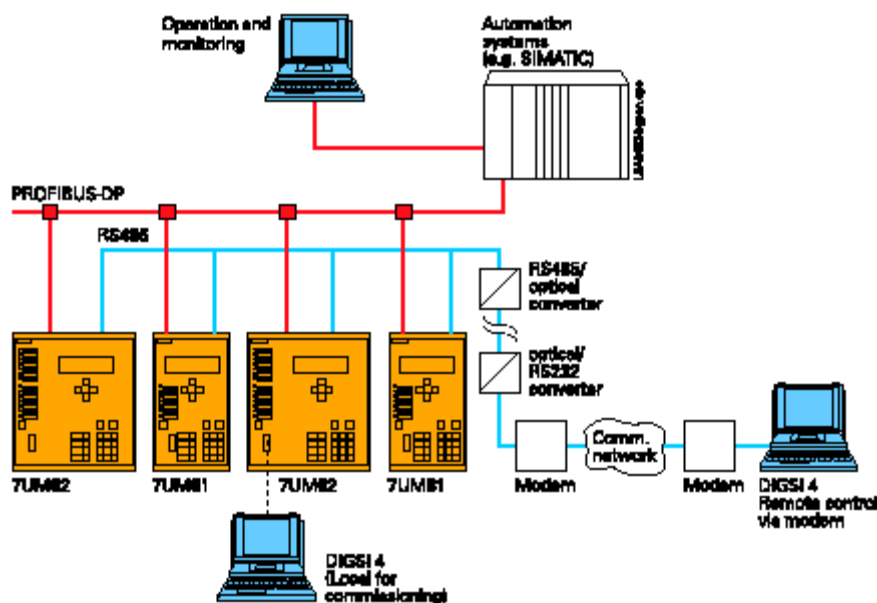


Figura 48. Sistemas de solución: comunicación

4.6. CONEXIONES TÍPICAS

4.6.1. Generador directo al bus de conexión

La siguiente figura ilustra la recomendación estándar si varios generadores se conectan a un bus de conexiones. La falla de fase a tierra es desconectada empleando el criterio direccional de falla – tierra.

La corriente de falla a tierra se maneja a través de los cables del sistema. Si esto no es suficiente, un transformador conectado a tierra suministra la corriente necesaria (el máximo aproximadamente a 10A) y permite una protección en el orden del 90%. La corriente de falla a tierra debe ser detectada por medio del centro del equilibrio de los transformadores de corriente para lograr la sensibilidad necesaria.

El desplazamiento del voltaje puede ser usado como criterio de falla a tierra durante la operación de encendido hasta lograr la sincronización.

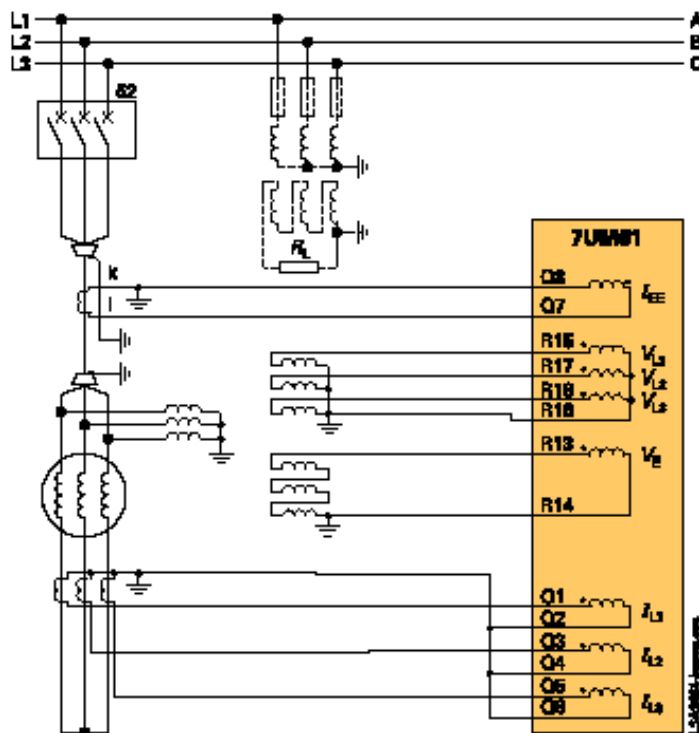


Figura 49. Generador directo al bus de conexión

4.6.2. Generador directo al bus de conexión con baja resistencia a tierra

Si el punto neutro del generador tiene una resistencia baja conectada a tierra es recomendada la conexión ilustrada en la siguiente figura, en el caso de varios generadores la resistencia debe conectarse a un solo generador, para prevenir la circulación de las corrientes.

Para la detección selectiva de falla a tierra, la entrada tierra – corriente debe doblarse en el conductor de retorno común de los dos transformadores de corriente puestos.

Los transformadores de corriente deben ser puestos a tierra en un solo punto. El desplazamiento de voltaje V_E es utilizado como criterio de habilitación adicional. El balanceo de transformadores de corriente es deseado con esta forma de conexión.

En el caso de generadores de alta potencia (por ejemplo aproximado a 2000A), los transformadores de corriente son recomendados con valores de 5A en el secundario.

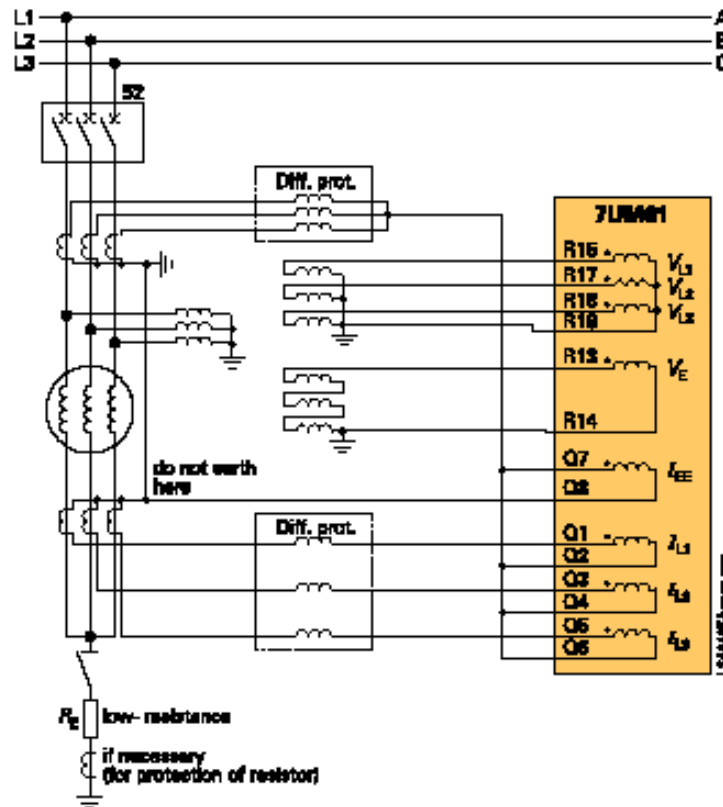


Figura 50. Generador directo al bus de conexión con baja resistencia a tierra

4.6.3. Generador directo al bus de conexión con alta resistencia generador neutral a tierra.

Con este sistema de configuración, la detección de falla a tierra es implementada en la base de la entrada de corriente de la conexión diferencial del centro de equilibrio de los transformadores de corriente como se muestra en la figura.

El desplazamiento del voltaje será utilizado adicionalmente como habilitación.

La resistencia de carga toma la forma de cualquiera de las resistencias del primario o secundario con transformador neutro, en el caso de varios generadores conectados al bus, de nuevo solo un generador será puesto a tierra por medio de la resistencia.

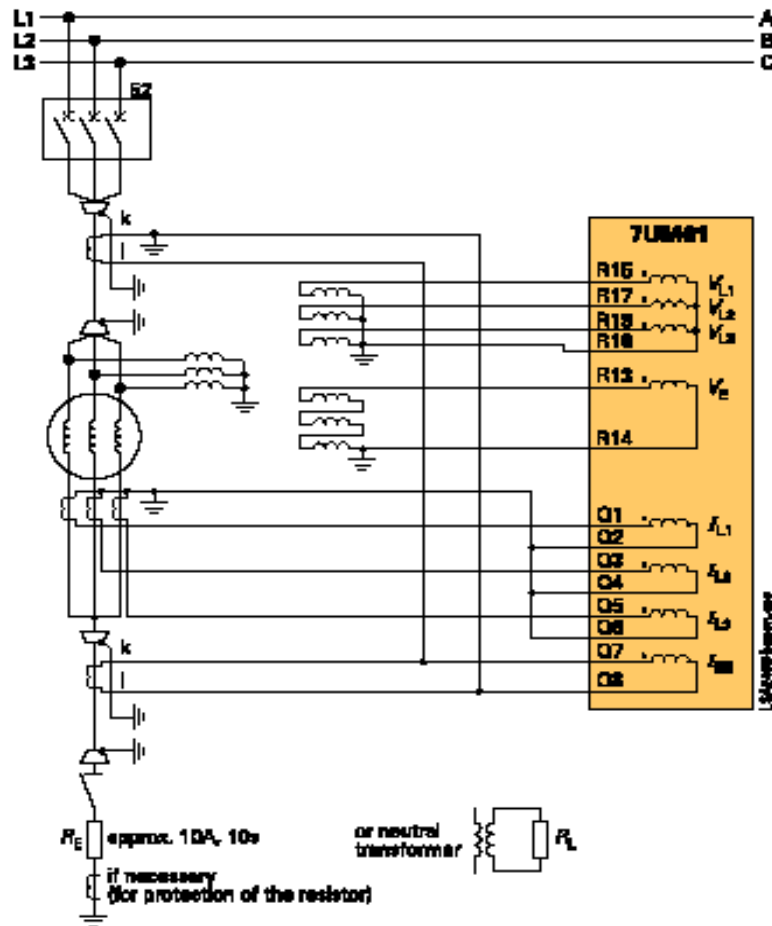


Figura 51.- Generador directo al bus de conexión con alta resistencia generador neutral a tierra.

4.6.4. Unidad de conexión con punto de encendido aislado

Esta configuración de unidad de conexión es una variante a ser recomendada. La detección de falla a tierra es efectuada por medio del desplazamiento de voltaje, para prevenir el funcionamiento no deseado en el caso de falla a tierra en el sistema, una resistencia de carga debe ser proporcionada al bobinado de delta abierta. Dependiendo de la planta o subestación un transformador de voltaje con una alta potencia (VA) puede ser suficiente.

Si no, debe ser empleado un transformador a tierra.

La protección del rotor de falla a tierra puede ser implementada con la no asignación de corriente de entrada de falla a tierra. La unidad de acoplamiento 7XR61 debe usarse para este propósito.

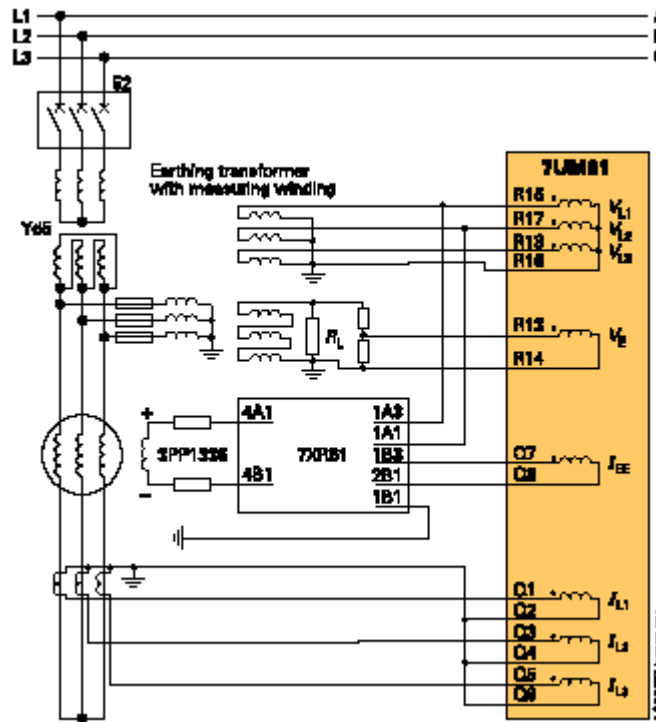


Figura 52. Unidad de conexión con punto de encendido aislado

4.6.5. Transformador de voltaje en conexión delta abierta (conexión V)

La protección también puede ser implementada en transformadores de voltaje en conexión delta abierta. La figura 52 muestra la conexión mencionada. Si es necesario los valores operacionales para los voltajes fase a tierra pueden ser ligeramente asimétricos. Si esto está perturbando el punto neutro R16 es conectado a tierra por medio de un capacitor.

En el caso de conexión delta abierta no es posible calcular el desplazamiento de voltaje de los voltajes secundarios, este debe ser pasado a la protección del relé a lo largo de un camino diferente.

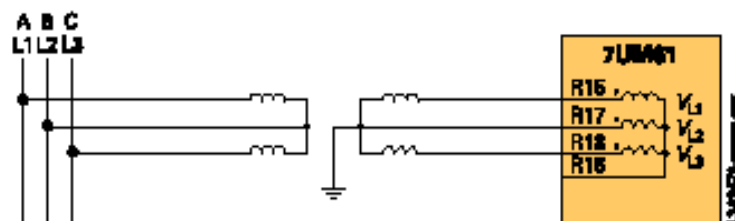


Figura 53. Transformador de voltaje en conexión delta abierta (conexión V)

4.6.6. Conexión con dos transformadores de corriente

Esta configuración es encontrada en los sistemas más antiguos con aislamiento o alta resistencia en el punto de arranque. En la unidad de protección las corrientes de secundario son representadas correctamente y las secuencias positiva y negativa son calculadas de forma correcta.

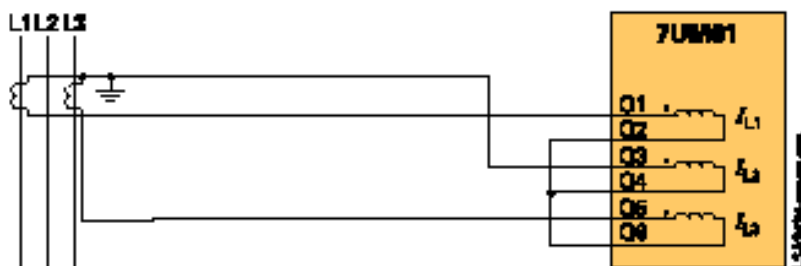


Figura 54. Conexión con dos transformadores de corriente

Los límites de esta aplicación ocurren en caso de baja resistencia y una tierra sólida como en el caso anterior.

Las hojas de especificaciones de los datos técnicos se muestran en el anexo D del documento.

4.7. PROGRAMA DE OPERACIÓN DIGSI 4

Un software para todos los relés de protección de la familia SIPOTEC.

DIGSI 4 es un nombre comercial muy familiar hoy en día. Originalmente fue lanzado como un software MS -DOS, DIGSI es esta tercera versión fue desarrollado para volverse una herramienta conveniente la configuración de relés de protección numéricos bajo Windows MS. DIGSI ahora es una innovación lógica de fácil uso y amistoso con el usuario.

La versión básica puede extenderse con componentes opcionales. La versión básica incluye:

- Configuración de parámetros y de ruteo
- Interfase humano – máquina
- Comisionando, controlando y probando

- Comunicación vía una conexión directa, vía PROFIBUS-FMS u otro sistema de bus.

La versión completa DIGSI profesional tiene mayor alcance que la versión básica con las siguientes funciones adicionales:

- Editor – display para crear y modificar valores por defecto y diagramas señal – línea mostrados en el display.
- SIGRA para visualizar y evaluar los registros de falla.
- DIGSI Remote para control remoto del relé vía módem de conexión.
- CFC para crear nuevas funcionalidades o para cambios de enclavamiento en condiciones predefinidas.
- IEC 61850 para configurar y parametrizar estaciones IEC 61850. Esta herramienta permite manejar subredes, redes de comunicación y sus direcciones IP.

4.7.1. Funciones globales

La administración del dispositivo con libres jerarquías de configuración para cualquier subestación y topología de estaciones de potencia eléctrica.

- La importación y exportación de grupos de parámetros.
- Gran flexibilidad de uso con un controlador lógico programable PLC sin tener habilidad para la programación.
- La configuración de I/O (entradas/ salidas) innovadoras en una matriz claramente estructurada.
- Visualización gráfica de características y diagramas de la zona con manipulación directa de las curvas.
- Contraseña protegida para diferentes accesos.
- Evaluación y diagnóstico de funciones.
- Operación directa vía puerto serial, operación remota vía modem.

Requisitos del hardware

- Pentium con procesador de 800 MHz.
- 500 Mbyte de espacio de disco duro.
- CD-ROM Drive / DVD-ROM Drive

- Mause (Ratón)
- Puerto serial (COM)
- Puerto USB

Requerimientos de software

- MS Windows 2000 / XP Professional Edition

4.8. MONTAJE Y CONEXIONES

Advertencia

Requiere de total cuidado al momento del transporte, almacenamiento e instalación del dispositivo.

Si no se tiene cuidado con estas precauciones puede producir la muerte, lesión personal o sustancial además el daño de la propiedad.

En particular la instalación general y regulaciones de seguridad para trabajar en instalaciones de alta potencia (por ejemplo, ANSI, IEC, EN, FRAGOR, u otro nacional y regulaciones internacionales) deben ser observadas.

4.8.1. Configuración de la información

Para el respectivo montaje y conexión de deben reunir los siguientes requisitos:

Variantes de conexión

El los siguientes diagramas se pueden obtener las conexiones tanto para corriente, para voltaje, para circuitos transformadores y sistemas de potencia.

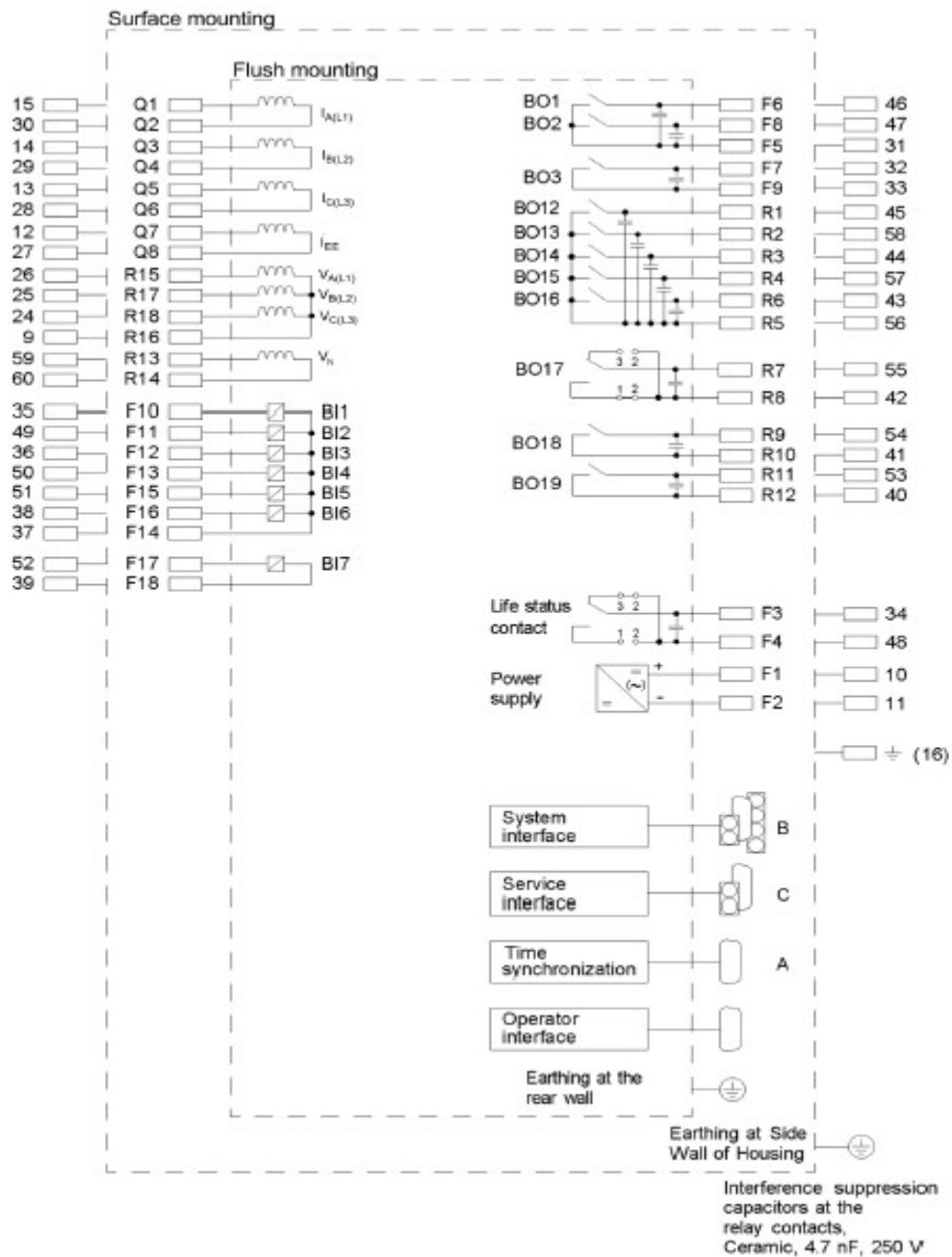


Figura 55. Diagrama de conexiones tanto para corriente, para voltaje, para circuitos transformadores y sistemas de potencia

4.8.2. Entradas y salidas binarias

La posible distribución de entradas y salidas binarias por ejemplo para la adecuación al sistema son descritas en el SIPROTEC 4, esta presentación se muestra en la siguiente tabla donde también se verifica si la función corresponde al mensaje asignado.

Indicación de LEDS

LEDs	Short Text	Function No.	Description
LED1	Relay TRIP	511	Relay GENERAL TRIP command
LED2	Relay PICKUP	501	Relay PICKUP
LED3	I> Fault L1	1811	O/C fault detection stage I> phase L1
LED4	I> Fault L2	1812	O/C fault detection stage I> phase L2
LED5	I> Fault L3	1813	O/C fault detection stage I> phase L3
LED6	IEE> TRIP	1226	IEE> TRIP
	U0> TRIP	5187	Stator earth fault: U0 stage TRIP
	S/E/F TRIP	5193	Stator earth fault protection TRIP
LED7	Error PwrSupply	147	Error Power Supply
	Fail Battery	177	Failure: Battery empty
LED8	List Empty	-	- ¹

Entradas binarias

Binary Input	Short Text	Function No.	Description
BI1	>SV tripped	5086	>Stop valve tripped
BI2	>Uexc fail.	5328	>Exc. voltage failure recognized
BI3	>BLOCK f1	5206	>BLOCK stage f1
	>BLOCK U<	6506	>BLOCK undervoltage protection U<
	>S/E/F lee off	5176	>Switch off earth current de- tec.(S/E/F) ¹
BI4	>FAIL:Feeder VT	361	>Failure: Feeder VT (MCB tripped)
	>Useal-in BLK	1950	>O/C prot. : BLOCK undervoltage seal-in
	>BLOCK U/V	6503	>BLOCK undervoltage protection
BI5	>Ext trip 1	4526	>Trigger external trip 1
BI6	>Ext trip 2	4546	>Trigger external trip 2
BI7	>Trig.Wave.Cap.	4	>Trigger Waveform Capture
BI8 ... 14	List Empty	-	- ²

¹⁾ Only Busbar Connection

²⁾ Only for 7UM612

4.8.3. Salidas binarias

Binary Output	Short Text	Function No.	Description	
BO1	Error PwrSupply	147	Error Power Supply	
	Fail Battery	177	Failure: Battery empty	
BO2	Relay TRIP	511	Relay GENERAL TRIP command	
BO3	List Empty	-	-	
BO4 ... 11	List Empty	-	.. ¹	
BO12	I> TRIP	1815	O/C I> TRIP	
BO13	IEE> TRIP	1226	IEE> TRIP	
	U0> TRIP	5187	Stator earth fault: U0 stage TRIP	
	S/E/F TRIP	5193	Stator earth fault protection TRIP	
BO14	U< TRIP	6539	Undervoltage U< TRIP	
	U> TRIP	6570	Overvoltage U> TRIP	
	U>> TRIP	6573	Overvoltage U>> TRIP	
BO15	f1 TRIP	5236	f1 TRIP	
	f2 TRIP	5237	f2 TRIP	
BO16	Exc<3 TRIP	5343	Underexc. prot. char. 3 TRIP	
	Exc<U<TRIP	5346	Underexc. prot. char.+Uexc< TRIP	
BO17	f1 TRIP	5236	f1 TRIP ²	
	f2 TRIP	5237	f2 TRIP ²	
	I> TRIP	1815	O/C I> TRIP ²	
	U>> TRIP	6573	Overvoltage U>> TRIP ²	
	Pr TRIP	5097	Reverse power: TRIP ²	
	Pr+SV TRIP	5098	Reverse power: TRIP with stop valve ²	
	S/E/F TRIP	5193	Stator earth fault protection TRIP ²	
	I2 @ TRIP	5161	Unbalanced load: TRIP of thermal stage ²	
	Exc<3 TRIP	5343	Underexc. prot. char. 3 TRIP ²	
	Exc<U<TRIP	5346	Underexc. prot. char.+Uexc< TRIP ²	
BO18	f2 TRIP	5237	f2 TRIP ³	
	I> TRIP	1815	O/C I> TRIP ³	
	U>> TRIP	6573	Overvoltage U>> TRIP ³	
	Pr+SV TRIP	5098	Reverse power: TRIP with stop valve ³	
	S/E/F TRIP	5193	Stator earth fault protection TRIP ³	
	I2 @ TRIP	5161	Unbalanced load: TRIP of thermal stage ³	
	Exc<3 TRIP	5343	Underexc. prot. char. 3 TRIP ³	
	Exc<U<TRIP	5346	Underexc. prot. char.+Uexc< TRIP ³	
	BO19	f2 TRIP	5237	f2 TRIP ⁴
		I> TRIP	1815	O/C I> TRIP ⁴
S/E/F TRIP		5193	Stator earth fault protection TRIP ⁴	
I2 @ TRIP		5161	Unbalanced load: TRIP of thermal stage ⁴	

1) Only for 7UM612

2) Generator Circuit Breaker

3) De-excitation

4) Emergency Tripping

4.8.4 Grupos de montura variable

Si se usa las entradas binarias para cambiar la montura de los grupos se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si la configuración es realizada para el panel operador o usando DIGSI la opción es usar la salida binaria.
- Una entrada binaria es suficiente para controlar dos grupos
- Si la entrada binaria se configura como un circuito hecho, es decir como activo cuando el voltaje es aplicado (H activo), la importancia es como sigue:
no activo: parámetro set A
activo: parámetro set B
- La señal de control debe estar continuamente presente o ausente en el orden del grupo que permanece activo.

4.8.5. Supervisión del circuito de disparo

Un circuito con dos entradas binarias es recomendado para controlar el circuito de disparo.

Las salidas binarias no deben tener un potencial común y su punto de operación debe estar por debajo de la mitad de la valuación del voltaje de control DC.

Alternadamente cuando se usa una sola entrada binaria un resistor R es insertado.

4.8.6. Modificaciones de Hardware

La subsecuente adaptación de hardware a las condiciones de sistema de potencia puede ser necesaria por ejemplo con respecto al voltaje de control para entradas binarias o terminación del bus adaptable a las interfaces. Las características técnicas deben ser observadas en todos los casos siempre que las modificaciones de hardware se hayan hecho.

4.8.7. Voltaje auxiliar

Hay diferentes rangos suministros de voltajes para el voltaje auxiliar. Las versiones para 60/110/125 VDC y 110/125/220/250 VDC, 115 VAC son intercambiables alterando los jumpers.

Los jumpers son asignados de acuerdo a al rango de la tasa de voltaje y su situación en el PCB son descritos en esta sección bajo el título de "Tablero Procesador B-CPU". Cuando el relé es entregado, todos los jumpers son puestos conforme el nombre del sticker. En general ellos no necesitan ser alterados.

4.8.8. Contacto de vida

El contacto de vida del dispositivo es un contacto de sobrecambio de abrir o cerrar puede aplicarse a las conexiones del dispositivo F3 y F4 vía un jumper (X40). Las asignaciones de jumper al tipo de contacto y el esquema espacial de los jumpers se describen en esta sección bajo el margen que encabeza " Tablero Procesador B-CPU".

4.8.9. Corriente Nominal

La entrada de transformador del dispositivo es puesta a un rango de corriente de 1A a 5A por carga cambiante. Los jumpers asignados a la corriente nominal y su orden espacial son descritos bajo el nombre de "Módulo de entrada / salida C-I/O -2". Todos los jumpers deben ser puestos a por una corriente nominal por ejemplo un jumper (X61 a X64) por cada entrada de transformador y adicionalmente el jumper común X60.

Si las evaluaciones de corriente nominal son cambiadas excepcionalmente entonces los cambios deben ponerse en los parámetros 212 CT SECUNDARIO en los datos del sistema de potencia como se muestra en la tabla.

Addr.	Parameter	C	Setting Options	Default Setting	Comments
204	CT ANGLE W0		-5.00 .. 5.00 °	0.00 °	Correction Angle CT W0
210	CT Starpoint		towards machine towards starpt.	towards machine	CT Starpoint
211	CT PRIMARY		10 .. 50000 A	500 A	CT Rated Primary Current
212	CT SECONDARY		1A 5A	1A	CT Rated Secondary Current
213	FACTOR IEE		1.0 .. 300.0	60.0	CT Ratio Prim./Sec. Iee
221	Unom PRIMARY		0.10 .. 400.00 kV	6.30 kV	Rated Primary Voltage
222	Unom SECONDARY		100 .. 125 V	100 V	Rated Secondary Voltage (Ph-Ph)
223	UE CONNECTION		neutr. transf. broken delta Not connected any VT	neutr. transf.	UE Connection
224	FACTOR UE		1.0 .. 2500.0	36.4	VT Ratio Prim./Sec. Ue
225A	Uph / Udelta		1.00 .. 3.00	1.73	Matching Ratio Ph.-VT to Broken-Delta-VT
270	Rated Frequency		50 Hz 60 Hz	50 Hz	Rated Frequency
271	PHASE SEQ.		L1 L2 L3 L1 L3 L2	L1 L2 L3	Phase Sequence
272	SCHEME		Busbar Unit transf.	Busbar	Scheme Configuration

Addr.	Parameter	C	Setting Options	Default Setting	Comments
273	STAR-POINT		low-resist. high-resist.	high-resist.	Earthing of Machine Star-point
274A	ATEX100		YES NO	NO	Storage of th. Replicas w/o Power Supply
276	TEMP. UNIT		Celsius Fahrenheit	Celsius	Unit of temperature measurement
280	TMin TRIP CMD		0.01 .. 32.00 sec	0.15 sec	Minimum TRIP Command Duration
281	BkrClosed I MIN	1A	0.04 .. 1.00 A	0.04 A	Closed Breaker Min. Current Threshold
		5A	0.20 .. 5.00 A	0.20 A	

4.8.10. Control de voltaje para entradas binarias

Cuando el dispositivo es entregado las entradas binarias son puestas a operación con un voltaje que corresponde a al rango de voltaje del suministro de potencia. Si los valores difieren del voltaje de control del sistema de potencia es necesario cambiar el principio de las entradas binarias, si esto sucede un jumpers debe ser cambiado por cada entrada. La asignación del jumper "plug_in" a las entradas binarias.

Nota.- Si las entradas binarias son usadas para supervisar el circuito de disparo, note que dos entradas binarias (o una entrada y un equivalente resistor) son conectadas en serie. El principio de cambio debe ser menos que una mitad del rango del voltaje de control.

4.8.11. Tipo de contacto para las salidas de los relés

Las entradas y salidas de los tableros pueden contener relés cuyo contacto puede ponerse normalmente abierto o cerrado, por esto es necesario activar un jumper que se denomina bajo el encabezado "tablero de entrada/salida C-I/O -2" y "Tablero de entrada/ salida C-I/O -1".

Reemplazando interfaces

La interfase serial solo puede ser cambiada para el montaje del cubículo.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

- Mediante el estudio de los mecanismos de protección de la central hidráulica la península se ha analizado las condiciones operativas y de seguridad de los generadores eléctricos evitando paros y pérdidas ya sea por indisponibilidad de los generadores ante la presencia de fallas que averíen los bobinados.
- Se permite dar a conocer cada una de las condiciones de seguridad para la correcta protección de los generadores.
- Para la calibración de los relés se toma en cuenta una unidad instantánea y una unidad temporizada en base a la capacidad que genera cada grupo de la central, siendo el nivel de precisión mínimo de 0.45
- Para este estudio se ha considerado la utilización de nuevas tecnologías y equipos que ofrece el mercado como lo es siemens, sustituir los relés electromecánicos por relés electrónicos ya que ofrecen mayores garantías de seguridad y sobretodo por la fácil manipulación de estos equipos, además por la flexibilidad para poder disponer de datos en los displays incorporados y corregir fallas mediante los sistemas de alarma integrados en estos, los mismos que pueden ser transferidos a una base de datos ubicada en la central.
- Una de las razones por las que se utiliza estos relés es también el diseño compacto que presenta y que se puede ubicar de acuerdo a las necesidades requeridas por la central y el diseño al cual se debe acoplar.

- En base a las diferentes propuestas estudiadas y de acuerdo con las características que debe cumplir un sistema de protección se ha determinado una de las diferentes alternativas que se pueden utilizar para la actualización de los elementos de protección de la central hidráulica La Península considerando elementos adicionales que involucran un tablero de protección y medida para un generador.
- De acuerdo con lo mencionado anteriormente se ha realizado el diseño de un plano en el cual se consideran todas las protecciones que se deben implementar acopladas al plano original y que las debidas conexiones que se realicen estén en concordancia con las existentes en la actualidad.
- Cada una de las protecciones ya sea protección contra potencia inversa, protección contra sobrevoltaje y protección contra sobrecorriente se han realizado ajustes de calibración tomado en cuenta los parámetros requeridos en la unidad de protección utilizada y con los cálculos tanto en secuencia positiva negativa y cero, para este calculo se tomo en cuenta las impedancias y reactancias de cada subestación como se muestra en el esquema de los cálculos (se debe indicar que los generadores aportan a la corriente de cortocircuito pero esta ya esta incluida en la impedancia equivalente), para determinar la corriente de cortocircuito a la que debemos proteger el generador y sus elementos.
- Para la determinación de la corriente de cortocircuito se han tomado dos posibles casos de trabajo de los generadores siendo estos:
Caso 1 para época de sequía en la cual solo trabaja un generador y Caso 2 en época lluviosa en este caso trabajan los cuatro generadores de la central.
Los cálculos realizados están basados en estos dos casos.

- Los cálculos están realizados para trifásico y monofásico siendo este último igual para los dos casos mencionados debido a la conexión del generador que se encuentra en delta abierta.
- Debido al dimensionamiento de los equipos se puede llegar a tener corrientes muy altas pero en este caso se trata de proteger al generador en forma inmediata en caso de haber una anomalía siendo importante para nosotros la mínima corriente instantánea y no la máxima porque en este caso el generador ya está protegido, ejemplo las curvas de calibración se han dibujado para una corriente máxima de 2000 A y siendo la mínima 90.58 A que es la que se debe tomar en cuenta para la protección.
- Hay que destacar que para un buen funcionamiento de los equipos es necesaria la sustitución de nuevos instrumentos de medida y cableado.
- Para la correcta coordinación y ajuste de la unidad de protección se describe un manual de usuario con todas las características que posee el dispositivo 7UM611 que en este estudio se ha tomado como referencia sin dejar de aclarar que se puede acoplar a otros dispositivos que cumplan con las expectativas de protección, también se muestra una hoja de especificaciones para la configuración del dispositivo.

5.2. RECOMENDACIONES:

- Se debería realizar más estudios para el mantenimiento y actualización de las micro centrales como La Península ya que representan un valioso aporte para la provincia y el país propendiendo a su recuperación y actualización tecnológica.
- Estimular a la adecuación de nuevas tecnologías en equipos y explotar todas las ventajas que pueden tener estos dispositivos para un mejor manejo de datos y cumplir con las expectativas de un auténtico desarrollo de creatividad y solución de problemas de una manera óptima y práctica.
- Con respecto al fabricante debe preparar los equipos, elementos y materiales objeto del suministro de modo que esté protegido contra pérdidas, daños y deterioros durante el transporte y almacenamiento.
- Debido al déficit energético del país existe la necesidad de mejorar los sistemas eléctricos y electrónicos para el correcto funcionamiento de las centrales hidráulicas y termoeléctricas como es el caso de la central La Península.
- Lograr que el personal tome conciencia de la responsabilidad que tiene que para en los momentos de mala maniobra acepten los errores y así poder conocer el verdadero origen de determinada falla.
- Con la implementación del módulo de protección 7UM61 se pueden realizar a futuro los análisis para aprovechar todas funciones y ventajas que ofrece este dispositivo para optimizar el servicio y modernizar aún más esta central.

BIBLIOGRAFIA:

VIEJO ZUBICARAY Y ALONSO Energía Hidroeléctrica, Editorial LIMUSA.

Conceptos y componentes hidráulicos, Centrales Hidroeléctricas I,'
Editorial PARANINFO, 1994.

TURBINAS HIDRÁULICAS, Centrales Hidroeléctricas II,
Editorial PARANINFO, 1994.

SANTOS SABRÁS KUTXA, Las fuentes de energía, 1996.

ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de protección de sistemas
eléctricos por relevadores. Edit. LIMUSA, S. A. de C. V. Año 1981.

VUKASOVIC, Nikola. Seminario de protecciones eléctricas
Año 2003

Case Studies for SIPROTEC Protection Relays and Power Quality
Año 2005

SIPROTEC

Numerical Protection Relays Protection Systems Catalog SIP · 2006

Internet

http://www.velasquez.com.co/paginas/rele_de_voltaje.htm

<http://www1.ceit.es/asignaturas/ecologia/trabajos/ehidraul/p3.htm>

<http://www1.ceit.es/asignaturas/ecologia/trabajos/ehidraul/p9.htm>

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>

<http://www.uv.es/marinjl/electro/teoria.htm>

ANEXO A

**PLANO DEL GRUPO 1 DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LA
CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA**

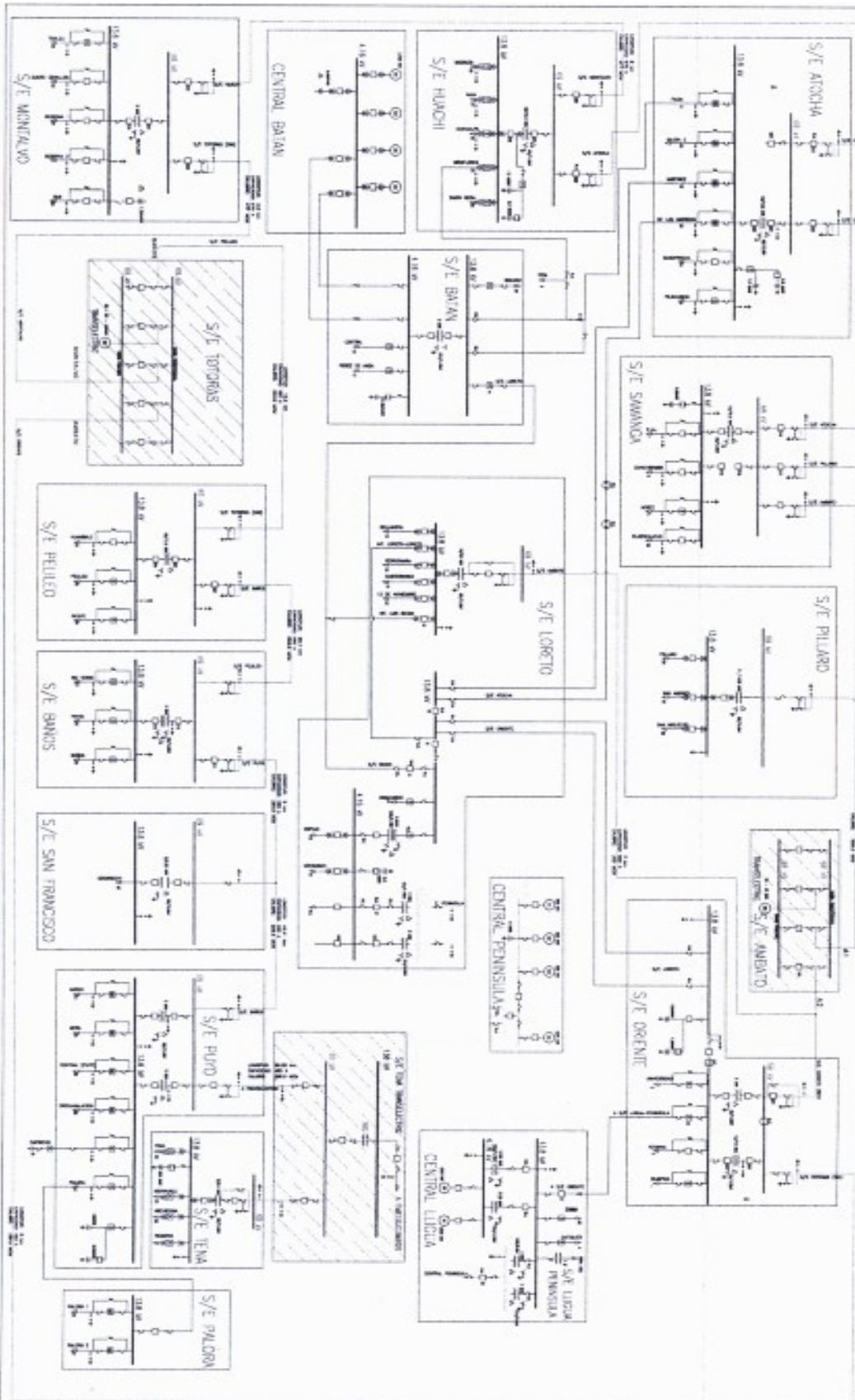
ANEXO B

**PLANO ACTUALIZADO DEL GRUPO 1 DEL SISTEMA DE
PROTECCION DE LA CENTRAL HIDRAULICA LA PENINSULA**

ANEXO C

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE LA E.E.A.S.A

DIAGRAMA ELECTRICO UNIFILAR DEL SISTEMA DE LA E.E.A.S.A.



LEYENDA	DESCRIPCION
(Symbol)	TRANSFORMADOR
(Symbol)	INTERRUPTOR
(Symbol)	SEÑALIZACION
(Symbol)	RELE
(Symbol)	SEÑALIZACION DE FALLA
(Symbol)	SEÑALIZACION DE MANTENIMIENTO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE ALARMA
(Symbol)	SEÑALIZACION DE EMERGENCIA
(Symbol)	SEÑALIZACION DE INCENDIO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE SISMO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE VIENTO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE NEVADA
(Symbol)	SEÑALIZACION DE HIELO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE LLUVIA
(Symbol)	SEÑALIZACION DE GRANIZO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE TORNADO
(Symbol)	SEÑALIZACION DE OTRA FUENTE

ANEXO D

**HOJAS DE ESPECIFICACIONES DE LOS DATOS TECNICOS DEL
DISPOSITIVO 7UM61**

Technical data

Hardware

Analog inputs

Rated frequency	50 or 60 Hz
Rated current I_N	1 or 5 A
Earth current, sensitive I_{Emax}	1.6 A
Rated voltage V_N	100 to 125 V
Power consumption	
With $I_N = 1$ A	Approx. 0.05 VA
With $I_N = 5$ A	Approx. 0.3 VA
For sensitive earth current	Approx. 0.05 VA
Voltage inputs (with 100 V)	Approx. 0.3 VA
Capability in CT circuits	
Thermal (r.m.s. values)	100 I_N for 1 s 30 I_N for 10 s 4 I_N continuous
Dynamic (peak)	250 I_N (one half cycle)
Earth current, sensitive	300 A for 1 s 100 A for 10 s 15 A continuous
Dynamic (peak)	750 A (one half cycle)
Capability in voltage paths	230 V continuous

Auxiliary voltage

Rated auxiliary voltage	24 to 48 V DC 60 to 125 V DC 110 to 250 V DC and 115 V/230 V AC with 50/60 Hz
Permitted tolerance	-20 to +20 %
Superimposed (peak-to-peak)	≤ 15 %
Power consumption	
During normal operation	
7UM611	Approx. 4 W
7UM612	Approx. 4.5 W
During pickup with all inputs and outputs activated	
7UM611	Approx. 9.5 W
7UM612	Approx. 12.5 W
Bridging time during auxiliary voltage failure	
at $V_{aux} = 48$ V and $V_{aux} \geq 110$ V	≥ 50 ms
at $V_{aux} = 24$ V and $V_{aux} = 60$ V	≥ 20 ms

Binary inputs

Number	
7UM611	7
7UM612	15
3 pickup thresholds	10 to 19 V DC or 44 to 88 V DC
Range is selectable with jumpers	88 to 176 V DC ¹⁾
Maximum permissible voltage	300 V DC
Current consumption, energized	Approx. 1.8 mA

1) Not valid for the CPU board.

Output relays

Number	
7UM611	12 (1 NO, 1 optional as NC, via jumper)
7UM612	20 (1 NO, 2 optional as NC, via jumper)
Switching capacity	
Make	1000 W / VA
Break	30 VA
Break (for resistive load)	40 W
Break (for L/R ≤ 50 ms)	25 VA
Switching voltage	250 V
Permissible current	5 A continuous 30 A for 0.5 seconds

LEDs

Number	
RUN (green)	1
ERROR (red)	1
Assignable LED (red)	
7UM611	7
7UM612	14

Unit design

7XP20 housing	For dimensions see dimension drawings, part 16
Degree of protection acc. to EN 60529	
For surface-mounting housing	IP 51
For flush-mounting housing	
Front	IP 51
Rear	IP 50
For the terminals	IP 2x with terminal cover put on
Weight	
Flush mounting housing	
7UM611 (1/3 x 19")	Approx. 5.5 kg
7UM612 (1/2 x 19")	Approx. 7 kg
Surface mounting housing	
7UM611 (1/3 x 19")	Approx. 7.5 kg
7UM612 (1/2 x 19")	Approx. 12 kg

Technical data

Serial interfaces	
<i>Operating interface for DIGSI 4</i>	
Connection	Non-isolated, RS232, front panel; 9-pin subminiature connector
Baud rate	4800 to 115200 baud
<i>Time synchronization IRIG-B / DCF77 signal (Format IRIG-B000)</i>	
Connection	9-pin subminiature connector, terminal with surface-mounting housing
Voltage levels	Selectable 5 V or 12 V or 24 V
<i>Service/modem interface for DIGSI 4/modem/service</i>	
Isolated RS232/RS485	9-pin subminiature connector
Test voltage	500 V / 50 Hz
Distance for RS232	Max. 15 m
Distance for RS485	Max. 1000 m
Fiber-optic cable	Integrated ST-connector
Optical wavelength	$\lambda = 820 \text{ nm}$
Permissible path attenuation	Max. 8 dB for glass-fiber
Bridgeable distance	62.5/125 μm Max. 1.5 km
<i>System interface IEC 60370-5-103 protocol, PROFIBUS-DP, MODBUS RTU</i>	
Isolated RS232/RS485	9-pin subminiature connector
Baud rate	4800 to 115200 baud
Test voltage	500 V / 50 Hz
Distance for RS232	Max. 15 m
Distance for RS485	Max. 1000 m
PROFIBUS RS485	
Test voltage	500 V / 50 Hz
Baud rate	Max. 12 Mbaud
Distance	1000 m at 93.75 kbaud; 100 m at 12 Mbaud
PROFIBUS fiber-optic	
Only for flush-mounting housing	ST connector
For surface-mounting housing	Optical interface with OLM ¹⁾
Baud rate	Max. 1.5 Mbaud
Optical wavelength	$\lambda = 820 \text{ nm}$
Permissible path attenuation	Max. 8 dB for glass-fiber 62.5/125 μm
Distance	1.6 km (500 kB/s) 530 m (1500 kB/s)

1) Conversion with external OLM

For fiber-optic interface please complete order number at 11th position with **4** (FMS RS485) or **9** and Order code **LOA** (DP RS485) and additionally order:

For single ring: SIEMENS OLM 6GK1502-3AB10

For double ring: SIEMENS OLM 6GK1502-4AB10

Electrical tests

Specifications

Standards	IEC 60255 (product standards) ANSI/IEEE C37.90.0/1/2 UL 508 DIN 57435, part 303 For further standards see below.
-----------	--

Insulation tests

Standards	IEC 60255-5
Voltage test (100 % test) All circuits except for auxiliary supply, binary inputs communication and time synchronization interfaces	2.5 kV (r.m.s.), 50/60 Hz
Voltage test (100 % test) Auxiliary voltage and binary inputs	3.5 kV DC
Voltage test (100 % test) RS485/RS232 rear side communication interfaces and time synchronization interface	500 V (r.m.s. value), 50/60 Hz
Impulse voltage test (type test) All circuits except for communication interfaces and time synchronization interface, class III	5 kV (peak); 1.2/50 μs ; 0.5 J; 3 positive and 3 negative impulses at intervals of 5 s

EMC tests for noise immunity; type test

Standards	IEC 60255-6, IEC 60255-22 (product standards) EN 50082-2 (generic standard) DIN 57435 part 303
High frequency test IEC 60255-22-1, class III and VDE 0435 part 303, class III	2.5 kV (peak value), 1 MHz; $\tau = 15 \text{ ms}$, 400 pulses per s; duration 2 s
Electrostatic discharge IEC 60255-22-2, class IV EN 61000-4-2, class IV	8 kV contact discharge; 15 kV air discharge; both polarities; 150 pF; $R_1 = 330 \Omega$
Irradiation with RF field, non-modulated IEC 60255-22-3 (report), class III	10 V/m; 27 to 500 MHz
Irradiation with RF field, amplitude-modulated IEC 61000-4-3, class III	10 V/m; 80 to 1000 MHz; 80 % AM; 1 kHz
Irradiation with RF field, pulse-modulated, IEC 61000-4-3/ ENV 50204, class III	10 V/m; 900 MHz; repetition frequency 200 Hz; duty cycle 50 %
Fast transient interference bursts IEC 60255-22-4, IEC 61000-4-4, class IV	4 kV; 5/50 ns; 5 kHz; burst length = 15 ms; repetition rate 300 ms; both polarities; $R_1 = 50 \Omega$; test duration 1 min

Technical data

EMC tests for noise immunity; type tests	
High-energy surge voltages (SURGE), IEC 61000-4-5 Installation, class III Auxiliary supply	Impulse: 1.2/50 μ s Common (longitudinal) mode: 2 kV; 12 Ω , 9 μ F Differential (transversal) mode: 1 kV; 2 Ω , 18 μ F
Measurement inputs, binary inputs and relay outputs	Common (longitudinal) mode: 2 kV; 42 Ω , 0.5 μ F Differential (transversal) mode: 1 kV; 42 Ω , 0.5 μ F
Line-conducted HF, amplitude-modulated IEC 61000-4-6, class III	10 V; 150 kHz to 80 MHz; 80 % AM; 1 kHz
Magnetic field with power frequency IEC 61000-4-8, class IV; IEC 60255-6	30 A/m continuous; 300 A/m for 3 s; 50 Hz 0.5 mT; 50 Hz
Oscillatory surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	2.5 to 3 kV (peak); 1 to 1.5 MHz damped wave; 50 surges per second; Duration 2 s; $R_1 = 150$ to 200 Ω
Fast transient surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	4 to 5 kV; 10/150 ns; 50 surges per second; both polarities; Duration 2 s; $R_1 = 80 \Omega$
Radiated electromagnetic interference ANSI/IEEE C37.90.2	35 V/m; 25 to 1000 MHz
Damped oscillations IEC 60894, IEC 61000-4-12	2.5 kV (peak value), polarity alter- nating 100 kHz, 1 MHz, 10 and 50 MHz, $R_1 = 200 \Omega$
EMC tests for interference emission; type tests	
Standard	EN 50081-1 (generic standard)
Conducted interference voltage on lines only auxiliary supply IEC-CISPR 22	150 kHz to 30 MHz Limit class B
Interference field strength IEC-CISPR 22	30 to 1000 MHz Limit class B

Mechanical stress tests

Vibration, shock stress and seismic vibration	
During operation	
Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 10 to 60 Hz: ± 0.075 mm ampli- tude; 60 to 150 Hz: 1 g acceleration Frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal Acceleration 5 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions of the 3 axes
Seismic vibration IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-3-3	Sinusoidal 1 to 8 Hz: ± 3.5 mm amplitude (horizontal axis) 1 to 8 Hz: ± 1.5 mm amplitude (vertical axis) 8 to 35 Hz: 1 g acceleration (horizontal axis) 8 to 35 Hz: 0.5 g acceleration (vertical axis) Frequency sweep 1 octave/min 1 cycle in 3 orthogonal axes
During transport	
Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068-2
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 5 to 8 Hz: ± 7.5 mm amplitude; 8 to 150 Hz: 2 g acceleration Frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal Acceleration 15 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions 3 axes
Continuous shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-29	Half-sinusoidal Acceleration 10 g, duration 16 ms, 1000 shocks in both directions of the 3 axes

Technical data

Climatic stress tests

Temperatures

Type-tested acc. to IEC 60068-2-1 and -2, test Bd, for 16 h	-25 °C to +85 °C / -13 °F to +185 °F
Temporarily permissible operating temperature, tested for 96 h	-20 °C to +70 °C / -4 °F to +158 °F
Recommended permanent operating temperature acc. to IEC 60255-6	-5 °C to +55 °C / +25 °F to +131 °F
– Limiting temperature during permanent storage	-25 °C to +55 °C / -13 °F to +131 °F
– Limiting temperature during transport	-25 °C to +70 °C / -13 °F to +158 °F

Humidity

Permissible humidity stress It is recommended to arrange the units in such a way that they are not exposed to direct sunlight or pronounced temperature changes that could cause condensation	Annual average ≤ 75 % relative humidity; on 56 days a year up to 93 % relative humidity; condensation is not permitted
--	---

Functions

General

Frequency range	11 to 69 Hz
-----------------	-------------

Definite-time overcurrent protection, directional (ANSI 50, 51, 67)

Setting ranges

Overcurrent $I>$, $I>>$	0.1 to 8 A (steps 0.01 A); 5 times at $I_N = 5$ A
Time delay T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Undervoltage seal-in $V<$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Seal-in time of $V<$	0.1 to 60 s (steps 0.01 s)
Angle of the directional element (at $I>$)	-90 ° to +90 ° (steps 1 °)

Times

Pickup time $I>$, $I>>$	Approx. 35 ms
At 2 times of set value	Approx. 25 ms
At 10 times of set value	Approx. 50 ms
Drop-off time $I>$, $I>>$	

Drop-off ratio	$I>$: 0.95; $I>>$: 0.9 to 0.99 (steps 0.01)
Drop-off ratio $V<$	Approx. 1.05

Tolerances

Current pickup (starting) $I>$, $I>>$	1 % of set value or 10/50 mA
Undervoltage seal-in $V<$	1 % of set value or 0.5 V
Angle of the directional element	1 °
Time delays	1 % or 10 ms

Inverse-time overcurrent protection (ANSI 51V)

Setting ranges

Pickup overcurrent I_P	0.1 to 4 A (steps 0.01 A); 5 times at $I_N = 5$ A
Time multiplier IEC-characteristics T	0.05 to 3.2 s (steps 0.01 s) or indefinite
Time multiplier ANSI-characteristics D	0.5 to 15 (steps 0.01) or indefinite
Undervoltage release $V<$	10 to 125 V (steps 0.1 V)

Trip characteristics

IEC	Normal inverse; very inverse; extremely inverse
ANSI	Inverse; moderately inverse; very inverse; extremely inverse; definite inverse

Pickup threshold	Approx. 1.1 I_P
Drop-off threshold	Approx. 1.05 I_P for $I_P/I_N \geq 0.3$

Tolerances

Pickup threshold I_P	1 % of set value 10/50 mA
Pickup threshold $V<$	1 % of set value or 0.5 V
Time for $2 \leq I/I_P \leq 20$	5 % of nominal value + 1 % current tolerance or 40 ms

Stator overload protection, thermal (ANSI 49)

Setting ranges

Factor k according to IEC 60255-8	0.5 to 2.5 (steps 0.01)
Time constant	30 to 32000 s (steps 1 s)
Time delay factor at standstill	1 to 10 (steps 0.01)
Alarm overtemperature Θ_{Alarm}	70 to 100 % related to the trip temperature (steps 1 %)
Overcurrent alarm stage I_{Alarm}	0.1 to 4 A (steps 0.01 A); 5 times at $I_N = 5$ A
Temperature at I_N	40 to 200 °C (steps 1 °C) or 104 to 392 °F (steps 1 °F)
Scaling temperature of cooling medium	40 to 300 °C (steps 1 °C) or 104 to 572 °F (steps 1 °F)
Reset time at emergency start	20 to 150000 s (steps 1 s)

Drop-off ratio

Θ/Θ_{Trip}	Drop-off with Θ_{Alarm}
Θ/Θ_{Alarm}	Approx. 0.99
I/I_{Alarm}	Approx. 0.95

Tolerances

Regarding $k \times I_P$	2 % or 10/50 mA; class 2 % according to IEC 60255-8
Regarding trip time	3 % or 1 s; class 3 % according to IEC 60255-8 for $I/(k I_N) > 1.25$

Technical data

Negative-sequence protection (ANSI 46)

Setting ranges	
Permissible negative sequence I_2 perm. $/I_N$	3 to 30 % (steps 1 %)
Definite time trip stage $I_2 \gg /I_N$	10 to 100 % (steps 1 %)
Time delays T_{Alarm} ; $T_{I2 \gg}$	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Negative-sequence factor k	2 to 40 s (steps 0.1 s)
Cooling down time $T_{Cooling}$	0 to 50000 s (steps 1 s)
Times	
Pickup time (definite stage)	Approx. 50 ms
Drop-off time (definite stage)	Approx. 50 ms
Drop-off ratios I_2 perm.; $I_2 \gg$	Approx. 0.95
Drop-off ratio thermal stage	Drop-off at fall below of I_2 perm.
Tolerances	
Pickup values I_2 perm.; $I_2 \gg$	3 % of set value or 0.3 % negative sequence
Time delays	1 % or 10 ms
Thermal characteristic	5 % of nominal value +1 % current tolerance or 600 ms
Time for $2 \leq I_2 / I_2$ perm. ≤ 20	

Underexcitation protection (ANSI 40)

Setting ranges	
Conductance thresholds 1/xd characteristic (3 characteristics)	0.25 to 3.0 (steps 0.01)
Inclination angle $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$	50 to 120 ° (steps 1 °)
Time delay T	0 to 50 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Stator criterion 1/xd characteristic; α	Approx. 60 ms
Undervoltage blocking	Approx. 50 ms
Drop-off ratio	
Stator criterion 1/xd characteristic; α	Approx. 0.95
Undervoltage blocking	Approx. 1.1
Tolerances	
Stator criterion 1/xd characteristic	3 % of set value
Stator criterion α	1 ° electrical
Undervoltage blocking	1 % or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Reverse-power protection (ANSI 32R)

Setting ranges	
Reverse power $P_{Rev.} / S_N$	-0.5 to -30 % (steps 0.01 %)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Pickup time	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Drop-off time	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Drop-off ratio $P_{Rev.}$	Approx. 0.6
Tolerances	
Reverse power $P_{Rev.}$	0.25 % $S_N \pm 3$ % set value
Time delays T	1 % or 10 ms

Forward-power protection (ANSI 32F)

Setting ranges	
Forward power $P_{Forw.} / S_N$	0.5 to 120 % (steps 0.1 %)
Forward power $P_{Forw.} / S_N$	1 to 120 % (steps 0.1 %)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Pickup time (accurate measuring)	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Pickup time (fast measuring)	Approx. 60 ms (50 Hz); Approx. 50 ms (60 Hz)
Drop-off time (accurate measuring)	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Drop-off time (fast measuring)	Approx. 60 ms (50 Hz); Approx. 50 ms (60 Hz)
Drop-off ratio $P_{Forw.}$	1.1 or 0.5 % of S_N
Drop-off ratio $P_{Forw.}$	Approx. 0.9 or -0.5 % of S_N
Tolerances	
Active power $P_{Forw.}, P_{Forw.}$	0.25 % $S_N \pm 3$ % of set value at $Q < 0.5 S_N$ at accurate measuring 0.5 % $S_N \pm 3$ % of set value at $Q < 0.5 S_N$ at fast measuring
Time delays T	1 % or 10 ms

Impedance protection (ANSI 21)

Setting ranges	
Overcurrent pickup $I >$	0.1 to 4 A (steps 0.01 A); 5 times at $I_N = 5A$
Undervoltage seal-in $V <$	10 to 125 V (steps 0.1V)
Impedance Z1 (related to $I_N = 1 A$)	0.05 to 130 Ω (steps 0.01 Ω)
Impedance Z1B (related to $I_N = 1 A$)	0.05 to 65 Ω (steps 0.01 Ω)
Impedance Z2 (related to $I_N = 1 A$)	0.05 to 65 Ω (steps 0.01 Ω)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Shortest tripping time	Approx. 40 ms
Drop-off time	Approx. 50 ms
Drop-off ratio	
Overcurrent pickup $I >$	Approx. 0.95
Undervoltage seal-in $V <$	Approx. 1.05
Tolerances	
Overcurrent pickup $I >$	1 % of set value. 10/50 mA
Undervoltage seal-in $V <$	1 % of set value. or 0.5 V
Impedance measuring Z1, Z2	$ \Delta Z/Z \leq 5$ % for $30^\circ \leq \varphi_{rc} \leq 90^\circ$
Time delays T	1 % or 10 ms

Undervoltage protection (ANSI 27)

Setting range	
Undervoltage pickup $V <, V <<$ (positive sequence as phase-to-phase values)	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Pickup time $V <, V <<$	Approx. 50 ms
Drop-off time $V <, V <<$	Approx. 50 ms
Drop-off ratio $V <, V <<$	1.01 to 1.1 (steps 0.01)
Tolerances	
Voltage limit values	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Technical data

Overvoltage protection (ANSI 59)

Setting ranges	
Overvoltage pickup $V_{>}$, $V_{>>}$ (maximum phase-to-phase voltage or phase-to-earth-voltage)	30 to 170 V (steps 0.1 V)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Time	
Pickup times $V_{>}$, $V_{>>}$	Approx. 50 ms
Drop-off times $V_{>}$, $V_{>>}$	Approx. 50 ms
Drop-off ratio $V_{>}$, $V_{>>}$	0.9 to 0.99 (steps 0.01)
Tolerances	
Voltage limit value	1 % of set value 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Frequency protection (ANSI 81)

Setting ranges	
Steps; selectable $f_{>}$, $f_{<}$	4
Pickup values $f_{>}$, $f_{<}$	40 to 65 Hz (steps 0.01 Hz)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Undervoltage blocking $V_{1<}$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Times	
Pickup times $f_{>}$, $f_{<}$	Approx. 100 ms
Drop-off times $f_{>}$, $f_{<}$	Approx. 100 ms
Drop-off difference Δf	Approx. 20 mHz
Drop-off ratio $V_{1<}$	Approx. 1.05
Tolerances	
Frequency	10 mHz (at $V_{>} > 0.5 V_N$)
Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Overexcitation protection (Volt/Hertz) (ANSI 24)

Setting ranges	
Pickup threshold alarm stage	1 to 1.2 (steps 0.01)
Pickup threshold $V/f_{>>}$ -stage	1 to 1.4 (steps 0.01)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Characteristic values of V/f and assigned times $t(V/f)$	1.1/1.15/1.2/1.25/1.3/1.35/1.4
Cooling down time $T_{cooling}$	0 to 20000 s (steps 1 s)
Times (Alarm and $V/f_{>>}$ -stage)	
Pickup times at 1.1 of set value	Approx. 60 ms
Drop-off times	Approx. 60 ms
Drop-off ratio (alarm, trip)	0.95
Tolerances	
V/f -pickup	3 % of set value
Time delays T	1 % or 10 ms
Thermal characteristic (time)	5 % rated to V/f or 600 ms

90 % stator earth-fault protection, non-directional, directional (ANSI 59N, 64G, 67G)

Setting ranges	
Displacement voltage $V_0 >$	5 to 125 V (steps 0.1 V)
Earth current $3I_0 >$	2 to 1000 mA (steps 1 mA)
Angle of direction element	0 to 360 ° (steps 1 °)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0,01 s) or indefinite
Times	
Pickup times $V_0 >$, $3I_0 >$	Approx. 50 ms
Drop-off times $V_0 >$, $3I_0 >$	Approx. 50 ms
Drop-off ratio $V_0 >$, $3I_0 >$	0.7
Drop-off difference angle	10 ° directed to power system
Tolerances	
Displacement voltage	1 % of set value or 0.5 V
Earth current	1 % of set value or 0.5 mA
Time delays T	1 % or 10 ms

Sensitive earth-fault protection (ANSI 50/51GN, 64R)

Setting ranges	
Earth current pickup $I_{EE>}$, $I_{EE>>}$	2 to 1000 mA (steps 1 mA)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Measuring circuit supervision $I_{EE<}$	1.5 to 50 mA (steps 0.1 mA)
Times	
Pickup times	Approx. 50 ms
Drop-off times	Approx. 50 ms
Measuring circuit supervision	Approx. 50 ms
Drop-off ratio $I_{EE>}$, $I_{EE>>}$	0.95 or 1 mA
Drop-off ratio measuring circuit supervision $I_{EE<}$	Approx. 1.1 or 1 mA
Tolerances	
Earth current pickup	1 % of set value or 0.5 mA
Time delays T	1 % or 10 ms

100 % stator earth-fault protection with 3rd harmonics (ANSI 59TN, 27TN (3rd H.))

Setting ranges	
Displacement voltage $V_0 (3^{rd} \text{ harm.})>$, $V_0 (3^{rd} \text{ harm.})<$	0.2 to 40 V (steps 0.1 V)
Time delay T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Active-power release	10 to 100 % (steps 1 %) or indefinite
Positive-sequence voltage release	50 to 125 V (steps 0.1 V) or indefinite
Times	
Pickup time	Approx. 80 ms
Drop-off time	Approx. 80 ms
Drop-off ratio	
Undervoltage stage $V_0 (3^{rd} \text{ harm.})<$	Approx. 1.4
Overtvoltage stage $V_0 (3^{rd} \text{ harm.})>$	Approx. 0.6
Active-power release	Approx. 0.9
Positive-sequence voltage release	Approx. 0.95
Tolerances	
Displacement voltage	3 % of set value or 0.1 V
Time delay T	1 % or 10 ms

Technical data

Breaker failure protection (ANSI 50BF)	
Setting ranges	
Current thresholds $I > BF$	0.04 to 1 A (steps 0.01 A)
Time delay BF-T	0.06 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Time	
Pickup time	Approx. 50 ms
Drop-off time	Approx. 50 ms
Tolerances	
Current threshold $I > BF/I_N$	1 % of set value or 10/50 mA
Time delay T	1 % or 10 ms
Inadvertent energizing protection (ANSI 50, 27)	
Setting ranges	
Current pickup $I >>>$	0.1 to 20 A (steps 0.1 A); 5 times at $I_N = 5$ A
Voltage release $V_1 <$	10 to 125 V (steps 1 V)
Time delay	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Drop-off time	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Reaction time	Approx. 25 ms
Drop-off time	Approx. 35 ms
Drop-off ratio $I >>>$	Approx. 0.8
Drop-off ratio $V_1 <$	Approx. 1.05
Tolerances	
Current pickup	5 % of set value or 20/100 mA
Undervoltage seal-in $V_1 <$	1 % of set value or 0.5 V
Time delay T	1 % or 10 ms
External trip coupling	
Number of external trip couplings	2 for 7UM611 4 for 7UM612
Trip circuit supervision (ANSI 74TC)	
Number of supervised trip circuits (only 7UM612)	1
Starting time supervision for motors (ANSI 48)	
Setting ranges	
Motor starting current $I_{start\ max}/I_N$	1.0 to 16 (steps 0.01)
Starting current pickup $I_{start, pickup}/I_N$	0.6 to 10 (steps 0.01)
Permissible starting time $T_{start\ max}$	1.0 to 180 s (steps 0.1 s)
Permissible locked rotor time $T_{locking}$	0.5 to 120 s (steps 0.1 s) or indefinite
Times	Depending on the settings
Drop-off ratio	Approx. 0.95
Tolerances	
Current threshold	1 % of set value, or 1 % of I_N
Time delays T	5 % or 30 ms
Restart inhibit for motors (ANSI 66, 49 Rotor)	
Setting ranges	
Motor starting current $I_{start\ max}/I_N$	3.0 to 10.0 (steps 0.01)
Permissible starting time $T_{start\ max}$	3.0 to 120.0 s (steps 0.1 s)
Rotor temperature equalization time $T_{Equal.}$	0 to 60.0 min (steps 0,1 min)
Minimum restart inhibit time $T_{Restart, min}$	0.2 to 120.0 min (steps 0.1 min)
Permissible number of warm starts n_W	1 to 4
Difference between warm and cold starts $n_C - n_W$	1 to 2
Extensions of time constants (running and stop)	1.0 to 100.0
Tolerances	
Time delays T	1 % or 0.1 ms
Rate-of-frequency-change protection (ANSI 81R)	
Setting ranges	
Steps, selectable + $df/dt >$; - df/dt	4
Pickup value df/dt	0.2 to 10 Hz/s (steps 0.1 Hz/s);
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Undervoltage blocking $V_1 <$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Times	
Pickup times df/dt	Approx. 200 ms
Drop-off times df/dt	Approx. 200 ms
Drop-off ratio df/dt	Approx. 0.95 or 0.1 Hz/s
Drop-off ratio $V <$	Approx. 1.05
Tolerances	
Rate-of-frequency change	Approx. 0.1 Hz/s at $V > 0.5 V_N$
Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms
Vector jump supervision (voltage)	
Setting ranges	
Stage Δp	0.5 ° to 15 ° (steps 0.1 °)
Time delay T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Undervoltage blocking $V_1 <$	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Tolerances	
Vector jump	0.3 ° at $V > 0.5 V_N$
Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Time delay T	1 % or 10 ms
Incoupling of temperature via serial interface (thermo-box) (ANSI 38)	
Number of measuring sensors	6 or 12
Temperature thresholds	40 to 250 °C or 100 to 480 °F (steps 1 °C or 1 °F)
Sensor types	Pt100; Ni 100, Ni 120

Technical data

Operational measured values	
Description	Primary; secondary or per unit (%)
Currents	$I_{L1}; I_{L2}; I_{L3}; I_{EE}; I_1; I_2$
Tolerance	0.2 % of measured values or $\pm 10 \text{ mA} \pm 1 \text{ digit}$
Voltages	$V_{L1}; V_{L2}; V_{L3}; V_E; V_{L12}; V_{L23}; V_{L31}; V_1; V_2$
Tolerance	0.2 % of measured values or $\pm 0.2 \text{ V} \pm 1 \text{ digit}$
Impedance	R, X
Tolerance	1 %
Power	$S; P; Q$
Tolerance	1 % of measured values or $\pm 0.25 \% S_N$
Phase angle	φ
Tolerance	$< 0.1^\circ$
Power factor	$\cos \varphi \text{ (p.f.)}$
Tolerance	$1 \% \pm 1 \text{ digit}$
Frequency	f
Tolerance	$10 \text{ mHz at } (V > 0.5 V_N; 40 \text{ Hz} < f < 65 \text{ Hz})$
Overexcitation	V/f
Tolerance	1 %
Thermal measurement	$\Theta_{L1}; \Theta_{L2}; \Theta_{L3}; \Theta_{12}; \Theta_{V/I}$
Tolerance	5 %
Min./max. memory	
Memory	Measured values with date and time
Reset manual	Via binary input Via keypad Via communication
Values	
Positive sequence voltage	V_1
Positive sequence current	I_1
Active power	P
Reactive power	Q
Frequency	f
Displacement voltage (3 rd harmonics)	$V_{E(3^{rd} \text{ harm.})}$
Energy metering	
Meter of 4 quadrants	$W_{P+}; W_{P-}; W_{Q+}; W_{Q-}$
Tolerance	1 %
Fault records	
Number of fault records	Max. 8 fault records
Instantaneous values	Max. 5 s
Storage time	Depending on the actual frequency
Sampling interval	(e. g. 1.25 ms at 50 Hz; 1.04 ms at 60 Hz)
Channels	$v_{L1}; v_{L2}; v_{L3}; v_E; i_{L1}; i_{L2}; i_{L3}; i_{EE}$
R.m.s. values	
Storage period	Max. 80 s
Sampling interval	Fixed (20 ms at 50 Hz; 16.67 ms at 60 Hz)
Channels	$V_1, V_E, I_1, I_2, I_{EE}, P, Q, \varphi, f-f_0$

Additional functions

Fault event logging	Storage of events of the last 8 faults Buffer length max. 600 indications Time resolution 1 ms
Operational indications	Max. 200 indications Time resolution 1 ms
Elapsed-hour meter	Up to 6 decimal digits (criterion: current threshold)
Switching statistics	Number of breaker operation Phase-summed tripping current

CE conformity

This product is in conformity with the Directives of the European Communities on the harmonization of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility (EMC Council Directive 89/336/EEC) and electrical equipment designed for use within certain voltage limits (Council Directive 73/23/EEC).

This unit conforms to the international standard IEC 60255, and the German standard DIN 57435/Part 303 (corresponding to VDE 0435/Part 303).

The unit has been developed and manufactured for application in an industrial environment according to the EMC standards.

This conformity is the result of a test that was performed by Siemens AG in accordance with Article 10 of the Council Directive complying with the generic standards EN 50081-2 and EN 50082-2 for the EMC Directive and standard EN 60255-6 for the "low-voltage Directive".