

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD



**PROPUESTA PARA EL RETROFIT DE LOS SISTEMAS DE
PROTECCION DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE
LA CENTRAL HIDROELECTRICA ITAIPÚ**

FRANCISCO JAVIER VAZQUEZ JIMENEZ

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**PROPUESTA PARA EL RETROFIT DE LOS SISTEMAS DE
PROTECCION DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE
LA CENTRAL HIDROELECTRICA ITAIPÚ**

Elaborado por

FRANCISCO JAVIER VAZQUEZ JIMENEZ

Tutor:

ALEX ISMAEL DURE CABAÑAS

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y
Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú,
como requisito para la obtención del título de Ingeniero
en Electricidad

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Acta Nro.: _____

Fecha: _____

Calificación: _____

Dedicado a:

El presente trabajo de grado va dedicado a JEHOVÁ Dios, quien como guía estuvo presente en el caminar de mi vida, bendiciéndome y dándome fuerzas para continuar con mis metas trazadas sin desfallecer. A mis padres que, con apoyo incondicional, amor y confianza permitieron que logre culminar mi carrera profesional.

Agradecimientos:

Me van a faltar páginas para agradecer a las personas que se han involucrado en la realización de este trabajo, sin embargo, merecen reconocimiento especial mi Madre y mi Padre que con su esfuerzo y dedicación me ayudaron a culminar mi carrera universitaria y me dieron el apoyo suficiente para no decaer cuando todo parecía complicado e imposible.

Asimismo, agradezco infinitamente a mis Hermanas que con sus palabras me hacían sentir orgulloso de lo que soy y de lo que les puedo enseñar. Ojalá algún día yo me convierta en su fuerza para que puedan seguir avanzando en su camino.

De igual forma, agradezco al Prof. Ing. Cesar Ferreira, que gracias a sus consejos y correcciones hoy puedo culminar este trabajo. A los Profesores que me han visto crecer como persona, y gracias a sus conocimientos hoy puedo sentirme dichoso y contento.

PROPUESTA PARA EL RETROFIT DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA ITAIPÚ

FRANCISCO JAVIER VAZQUEZ JIMENEZ

RESUMEN

El presente proyecto final de grado consiste en la realización de una propuesta de retrofit del sistema de protección eléctrica de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ. El objetivo principal es la sustitución de los dispositivos de protección existentes por equipos de tecnología de vanguardia con lo cual se espera lograr mayor confiabilidad y seguridad en la respuesta a los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en la Central Hidroeléctrica. Para el logro del objetivo planteado primeramente se estudió las condiciones actuales del sistema de protección, haciendo enfoque en el desempeño del mismo. Luego, partiendo de las condiciones iniciales se realizaron dos tipos de análisis, por un lado considerando criterios para seleccionar el método para la modernización y por el otro analizando criterios para seleccionar la alternativa tecnológica a implementar; obteniéndose como resultado final en el primer caso, la adopción del método de incorporar paulatinamente las alternativas tecnológicas seleccionadas de tal modo que funcionen en conjunto con los equipos de protección existentes hasta concluir el proceso de retrofit para finalmente desconectar los dispositivos existentes. En cuanto a los dispositivos de protección a ser utilizados se sugieren uno de los tres modelos que ofrecen prestaciones similares para el desarrollo exitoso del proyecto estudiado, los cuales son identificados como modelos A, B y D, que corresponden a tres marcas comerciales y modelos diferentes.

Finalmente, se realizó la evaluación económica de la propuesta reflejando resultados positivos para el periodo considerado, por lo que es viable la implementación de la misma.

Palabras claves: Reacondicionamiento de sistema de protección, Protección del sistema de energía, Generación Hidroeléctrica, Protección contra fallas

PROPOSAL FOR THE RETROFIT OF THE PROTECTION SYSTEMS OF THE GENERATING UNITS OF THE ITAIPÚ HYDROELECTRIC PLANT

FRANCISCO JAVIER VAZQUEZ JIMENEZ

ABSTRACT

This final degree project consists of carrying out a retrofit proposal for the electrical protection system of the generating units of the ITAIPÚ Hydroelectric Power Plant. The main objective is the replacement of the existing protection devices with state-of-the-art technology equipment in such a way as to achieve better reliability and security in response to the different types of failures that may occur in the Hydroelectric Power Plant.

For achieving the proposed objective, the current condition of the protection system was analyzed, focused on its performance. Subsequently, with the initial conditions, two criteria were analyzed. First, consider selecting the method for modernization and then analyzing criteria selecting the technological alternative to be implemented. The final result obtained, in the first case, was the method of gradually incorporate the selected technological alternatives so that it works together with the existing protection equipment until the retrofit process is completed and finally disconnecting the existing devices. Regarding the protection devices to be used, is suggested one of the three models that offer similar benefits for the successful development of the project studied, which are identified as models A, B, and D, corresponding to three different commercial brands and models.

Finally, the economic evaluation of the proposal was performed, reflecting positive results for the period considered, so its implementation is viable.

Key Words: Protection system overhaul, Power system protection, Hydroelectric generation, Failure protection

ÍNDICE

RESUMEN	6
ÍNDICE 8	
LISTA DE FIGURAS	16
LISTA DE TABLAS.....	22
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	25
LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.....	25
I. INTRODUCCIÓN.....	27
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	29
CAPÍTULO 1	29
1 CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALES.....	29
1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICO	29
1.2. ESTADO DEL ARTE.....	31
1.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS Y TEORIAS BASICAS	32
1.3.1. Definición de términos básicos.....	32
1.3.2. Teorías básicas	32
1.3.3. Central Hidroeléctrica	32
1.3.4. Simbología.....	34
1.3.5. Diagrama unifilar	34
1.3.6. Códigos de identificación de equipos y relés según norma IEEE/ANSI 35	
1.3.7. Potencia.....	36
1.3.8. Principios de la conversión de energía electromecánica	36
1.3.9. Campos Eléctrico y Magnético	37
CAPITULO 2	38

2	INTRODUCCIÓN A LOS GENERADORES ELÉCTRICOS.....	38
2.1.	MÁQUINAS ELÉCTRICAS	38
2.1.1.	Generador eléctrico	38
2.1.2.	Principio de funcionamiento de una maquina síncrona	40
2.1.3.	Partes constitutivas del generador eléctrico.	42
2.1.4.	Conexión de generadores a un sistema de potencia.....	46
2.2.	FALLAS TÍPICAS PRESENTADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS 48	
2.2.1.	Condiciones de cortocircuito de un generador síncrono.....	48
2.2.2.	Fallas de fases del estator del generador	50
2.2.3.	Falla de tierra en el campo	51
2.2.4.	Falla a tierra en el devanado del estator.....	52
2.2.5.	Falla por frecuencia anormal	53
2.2.6.	Falla por sobreexcitación y sobretensión.....	54
2.2.7.	Falla por perdida de señal en el transformador de potencial	56
2.2.8.	Falla por perdida de campo	57
2.2.9.	Falla por perdida de sincronismo.....	59
2.2.10.	Falla por desbalance de corriente (Secuencia negativa)	60
2.2.11.	Falla por energización inadvertida del generador	61
	CAPÍTULO 3	64
3	PROTECCION ELECTRICA DEL GENERADOR.....	64
3.1.	EQUIPOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES.....	64
3.1.1.	Trasformador de medida	64
3.1.2.	Relevadores de protección (Relés)	69
3.1.3.	Dispositivos electrónicos inteligentes	72
3.1.4.	Interruptores de Potencia	80

3.1.5. Filosofías del despeje de fallas.....	81
3.1.6. Sistema de protección	83
3.2. PROTECCIONES ASOCIADOS A LOS GENERADORES SÍNCRONOS	
86	
3.2.1. Protección diferencial del generador	88
3.2.2. Protección de sobreexcitación y sobretensión.....	92
3.2.3. Protección de cortocircuitos entre espiras	93
3.2.4. Protección de fallas a tierra en el 95% del estator	95
3.2.5. Protección de fallas a tierra en el 100% del devanado del estator	96
3.2.6. Protección de falla a tierra en el campo.....	100
3.2.7. Protección contra energización inadvertida	101
3.2.8. Protección de carga asimétrica o de secuencia negativa.....	101
3.2.9. Protección de pérdida de sincronismo.....	102
3.2.10. Protección de respaldo de fase	103
3.2.11. Protección contra frecuencia anormal	103
3.2.12. Protección de falla del interruptor del generador	104
4 CAPÍTULO 4.....	106
4.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	106
4.2. PRINCIPALES FALLAS EN TRANSFORMADORES.	107
4.2.1. Fallas a tierra de los devanados.....	107
4.2.2. Fallas en el núcleo.....	108
4.2.3. Fallas entre fases	108
4.2.4. Fallas entre espiras de un mismo devanado	108
4.2.5. Fallas en el tanque	108
4.2.6. Sobrecargas	108
4.2.7. Fallas del sistema.....	108

4.2.8. Sobretensiones.....	109
4.2.9. Operación a baja frecuencia del sistema.....	109
4.3. PROTECCIONES ASOCIADOS A LOS TRANSFORMADORES	109
4.3.1. Protección diferencial	109
4.3.2. Protección de sobre corriente 50/51	110
4.3.3. Protección de tierra restringida.....	111
CAPÍTULO 5	112
5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	112
5.1. FLUJO DE CAJA O EFECTIVO	112
5.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	112
5.2.1. Criterio de selección de proyectos según el VAN	113
5.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	113
III. RESUMEN EJECUTIVO.....	114
6 CAPITULO 6.....	114
6.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO.....	114
6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas	114
6.2. JUSTIFICACIÓN	117
6.3. FINALIDAD DEL PROYECTO	118
6.4. METAS.....	118
6.5. OBJETIVOS.....	118
6.5.1. Objetivos generales	118
6.5.2. Objetivos específicos.....	118
6.6. BENEFICIARIOS	119
6.7. PRODUCTO	119

6.8.	LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL	119
6.9.	ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS	120
6.10.	FACTIBILIDAD TÉCNICA	121
6.11.	FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	121
6.11.1.	Beneficios	122
6.11.2.	Costos	122
6.11.3.	Evaluación económica.....	123
IV.	INGENIERÍA DE DISEÑO	126
7	CAPÍTULO 7.....	126
7.1.	CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ.	126
7.2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS GENERADORES EN ESTUDIO.....	126
7.2.1.	Formas de desconexión y bloqueo de las unidades generadoras...	129
7.2.2.	Diagrama unifilar de las protecciones.....	131
7.2.3.	Matriz de Diodos.....	133
7.2.4.	Normas técnicas que rigen al sistema de protecciones.....	134
7.3.	DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL CONJUNTO GENERADOR-TRANSFORMADOR ELEVADOR	135
7.3.1.	Protecciones contra fallas entre fases de los arrollamientos del estator	136
7.3.2.	Protección contra fallas a tierra en los arrollamientos del estator....	149
7.3.3.	Protección contra desbalance de carga (46)	153
7.3.4.	Protección contra pérdida de excitación (40).....	156
7.3.5.	Protección contra sobre corriente de neutro del transformador principal (51N)	158

7.3.6. Protección de sobre corriente del TA (50/51A).....	159
7.3.7. Protección de Sobre corriente de Neutro del TA (51NA)	160
7.3.8. Protección de distancia de la unidad (21).....	161
7.3.9. Protección de equilibrio de tensiones (60).....	162
7.3.10. Protección contra sobre excitación (95)	163
7.3.11. Protección contra sobre tensiones (59/59T)	164
7.3.12. Protección contra falla del interruptor (50BF)	165
7.3.13. Protección de las nuevas unidades generadoras 9A y 18A.....	165
7.3.14. Equipamiento automático de TESTE.....	165
7.4. DESEMPEÑO DE LAS PROTECCION ACTUAL DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ.....	166
7.4.1. Histórico de actuaciones de algunos relés	166
7.4.2. Conclusión sobre historial de actuaciones.....	169
7.4.1. Indicadores de Severidad de los eventos registrados en la CH-ITAIPÚ 169	
7.5. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS.....	171
7.5.1. Transformador de potencial (TP).....	171
7.5.2. Transformadores de corriente (TC)	172
7.6. ALTERNATIVAS PARA EL RETROFIT DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ....	174
7.6.1. Desde el punto de vista de método de implementación de retrofit ..	175
7.6.2. Criterios para la comparación de las alternativas en cuanto al metodo de implementación	176
7.6.3. Comparación de las alternativas técnicas para el retrofit	178
7.6.4. Resumen de análisis comparativo según cada criterio.....	180
7.6.5. Desde el punto de vista de equipo tecnológico a utilizar	182

7.6.6. Criterios técnicos para la selección de alternativa tecnológica.....	182
7.7. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES DE LOS IED pre-SELECCIONADOS.....	183
7.7.1. Alternativa tecnológica A	184
7.7.2. Alternativa tecnológica B	188
7.7.3. Alternativa tecnológica C	193
7.7.4. Alternativa tecnológica D	198
7.7.5. Alternativa tecnológica E	201
7.7.6. Alternativa tecnológica F	203
7.7.7. Resumen de las funciones de protección necesarias para la propuesta de retrofit	205
7.8. Comparación según el criterio de cantidad y variedad de funciones de protección en relación a las existentes	207
7.9. Comparativa según el criterio de cantidad y variedad de funciones de protección CON RELACIÓN A las recomendadas en ALGUNas normas [46].....	208
7.10. Comparación según las funciones específicas de cada IED.....	213
7.11. Comparación según el criterio de soporte técnico de cada IED.....	214
7.12. Comparación según el criterio de adaptabilidad al sistema actual.....	214
7.13. SELECCIÓN DE ALTERNATIVA MÁS FACTIBLE PARA LA PROPUESTA DE RETROFIT	214
7.14. PROPUESTA PARA EL RETROFIT DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ.....	215
7.14.1. Protección Primaria	218
7.14.2. Protección Alternada	230
7.14.3. Esquema general de la propuesta.....	242
V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	246

VI. CONCLUSIONES.....	247
VII. RECOMENDACIONES.....	248
VIII. APÉNDICE	249
8 APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO	249
APÉNDICE A.1: DETALLES DE CALCULOS DE COSTOS POR ACTUACIÓN INCORRECTA Y COSTOS POR FABRICACION Y REPARACIÓN DE COMPONENTES	249
APÉNDICE A.2: DETALLES DE COSTOS MATERIAL Y MANO DE OBRA	250
9 APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO.....	252
APÉNDICE B.1: CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	252
APÉNDICE B.2: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DIFERENCIALES DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR	253
APÉNDICE B.3: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DE FALLA A TIERRA DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR	257
APÉNDICE B.4: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DE MÍNIMA IMPEDANCIA DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR	257
IX. BIBLIOGRAFIA.....	259

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1.1: Vista de corte transversal de una planta hidroeléctrica de caída mediana [4].	33
Figura 1.2: Representación esquemática de una generación hidráulica [4].	33
Figura 1.3: Símbolos de algunos aparatos [5].	34
Figura 1.4: Diagrama unifilar de un esquema de protección típica de generador [7].	35

CAPITULO 2

Figura 2.1: Clasificación de máquinas de corriente alterna [15].	38
Figura 2.2: Generador sincrónico básico [7].	39
Figura 2.3: Generador elemental en CA [15].	40
Figura 2.4: Alternador elemental con inducido fijo e inductor móvil [15].	41
Figura 2.5: Alternador síncrono con excitatriz: (a) Esquema de acoplamiento al motor primario y arrastre del generador de corriente continua para el devanado de excitación del rotor. (b) Esquema de conexiones eléctricas del sistema de excitación [9].	42
Figura 2.6: Circuito magnético de una máquina síncrona [15].	43
Figura 2.7: Estator de un generador hidroeléctrico trifásico de 190 MVA, 12 kV 37 r/min. Los conductores presentan ranuras huecas por donde circula el agua de enfriamiento. (Brown Boveri Corporation.) [11].	44
Figura 2.8: Fotografía del rotor de una máquina síncrona con ocho polos salientes que muestra los devanados de los polos del rotor individuales. (Cortesía de General Electric Company.) [13].	45
Figura 2.9: Representación de generador con polos salientes y no salientes o cilíndrico [16].	46
Figura 2.10: Conexión directa y unitaria del generador [7].	46
Figura 2.11: Trazo simétrico de una corriente de cortocircuito del generador [7].	49
Figura 2.12: Corrientes de corto circuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de C.D. [7].	50
Figura 2.13: Puesta a tierra de baja impedancia [7].	52
Figura 2.14: Puesta a tierra de alta impedancia [7].	53
Figura 2.15: Representación del flujo magnético de dispersión presentado en una falla por sobreexcitación. [21].	55

Figura 2.16: Construcción del extremo típico de un núcleo de estator de generador [7].	56
Figura 2.17: Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del núcleo [7].	56
Figura 2.18: Curva de capacidad generador [7].	58
Figura 2.19: Trayectoria de impedancia de pérdida de sincronismo usando procedimientos gráficos simplificados [7].	60
Figura 2.20: Corrientes en la superficie del rotor [7].	61
Figura 2.21: Subestación típica de interruptor y medio [7].	62

CAPITULO 3

Figura 3.1: Curva de saturación del TC [22].	65
Figura 3.2: Diferentes tipos de TC [22].	66
Figura 3.3: Diferentes tipos de TP [22].	67
Figura 3.4: Diagrama eléctrico de un TP capacitivo [22].	69
Figura 3.5: Comparación entre los tipos de TP [22].	69
Figura 3.6: Dispositivo electrónico inteligente	72
Figura 3.7: Bloques lógicos de un relé digital	73
Figura 3.8: Pantalla LCD programable de un relé IED	79
Figura 3.9: Interruptor de potencia [22].	80
Figura 3.10: Zonas protegidas del sistema de potencia [30]	82
Figura 3.11: Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen [20].	84
Figura 3.12: Configuración típica para generador-transformador elevador [7].	87
Figura 3.13: Esquema sencillo de la protección Diferencial-87. [21]	88
Figura 3.14: Relé diferencial de porcentaje de pendiente variable [7].	89
Figura 3.15: Conexión del relé diferencial de porcentaje - generador conectado en estrella con seis boquillas [7].	89
Figura 3.16: Relé diferencial de alta impedancia [7].	90
Figura 3.17: Esquema de protección autobalanceado [7].	91
Figura 3.18: Esquema diferencial total para respaldo de falla de fase del generador/transformador elevador [7].	92
Figura 3.19: Característica típica del relé de tiempo definido [7].	93
Figura 3.20: Característica típica del relé de tiempo inverso [7].	93
Figura 3.21: Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados [7].	94
Figura 3.22: Generador puesto a tierra con alta impedancia [7].	95
Figura 3.23: Tensiones de tercera armónica durante operación normal [7].	97

Figura 3.24: Tensiones de tercera armónica durante falla en neutro [7].	97
Figura 3.25: Tensiones de tercera armónica durante falla en terminales [7].	97
Figura 3.26: Un esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica [7].	98
Figura 3.27: Esquema de protección de falla a tierra basado en la tensión residual en terminales de tercera armónica [7].	98
Figura 3.28: Esquema de protección de falla a tierra basado en un comparador de tercera armónica [7].	99
Figura 3.29: Esquema de inyección de tensión sub-armónico para protección de falla a tierra [7].	100
Figura 3.30: Protección contra fallas a tierra en el campo del generador [7].	100
Figura 3.31: Características de un relé tiempo-corriente de secuencia negativa estático o digital. [7].	102
Figura 3.32: Aplicación de relés de respaldo de sistema-arreglo unitario generador-transformador [7].	103
Figura 3.33: Coordinación de tiempos para una falla de interruptor. [34]	105

CAPITULO 4

Figura 4.1: Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Z_g [20].	107
Figura 4.2: Protección diferencial del transformador [20].	110
Figura 4.3: Ejemplo de conexión de la protección de sobrecorriente como respaldo del relé diferencial [23].	111
Figura 4.4: Protección de falla a tierra restringida para devanado conectado en Y [23].	111

CAPITULO 6

Figura 6.1: Localización geográfica de la CH-ITAIPÚ	120
Figura 6.2: Historial del VAN en el horizonte de tiempo estudiado.	125

CAPITULO 7

Figura 7.1: Panel de funciones de bloqueo	130
Figura 7.2: Diagrama unifilar de la protección de las unidades generadoras.	132
Figura 7.3: Módulo de la matriz de diodos. Fuente: ITAIPÚ	134
Figura 7.4: Representación de bloqueos en la Matriz de Trip [45].	134
Figura 7.5: Diagrama simplificado del relé 87G.	137
Figura 7.6: Módulo del relé 87G	138
Figura 7.7: Delimitación de la región de protección del relé 87G.	138

Figura 7.8: Diagrama simplificado del relé 87SP.....	139
Figura 7.9: Modulo del Relé 87SP.....	140
Figura 7.10: Delimitación de la región de protección del relé 87SP [48].	140
Figura 7.11: Diagrama simplificado del relé 87TR.....	141
Figura 7.12: Módulos del relé 87TR.	142
Figura 7.13: Delimitación de la región de protección del relé 87TR [48].	143
Figura 7.14: Diagrama simplificado del relé 87TRG.....	144
Figura 7.15: Modulo del relé 87TRG	145
Figura 7.16: Delimitación de la región de protección del relé 87TRG [48].	145
Figura 7.17: Delimitación de la región de protección del relé 87TA [48].	146
Figura 7.18: Delimitación de la región de protección del relé 87V [48].....	147
Figura 7.19: Diagrama simplificado del Relé 87U.	148
Figura 7.20: Delimitación de la región de protección del relé 87U [48].	149
Figura 7.21: Aterrizaje del Generador con alta impedancia.	150
Figura 7.22: Diagrama de protección de falla a Tierra 90%.	151
Figura 7.23: Diagrama simplificado del Relé 64-SA	151
Figura 7.24: Modulo del Relé 64SA.....	152
Figura 7.25: Diagrama de protección de falla a Tierra 100%.	153
Figura 7.26: Modulo del relé 64SB.....	153
Figura 7.27: Diagrama Simplificado del relé 46.....	154
Figura 7.28: Diagrama unifilar del relé 46.	155
Figura 7.29: Diagrama Funcional del Relé 46.	156
Figura 7.30: Diagrama simplificado del Relé 40.....	158
Figura 7.31: Diagrama Unifilar del 51N.	159
Figura 7.32: Diagrama simplificado del relé 50/51A.	160
Figura 7.33: Diagrama lógico del relé 21.....	161
Figura 7.34: Diagrama simplificado del Relé 60.....	162
Figura 7.35: Diagrama simplificado del Relé 95.....	164
Figura 7.36: Diagrama Simplificado del relé 59/59T.....	165
Figura 7.37: Aspecto físico alternativa A [49].	185
Figura 7.38: Aplicación de protección de la unidad [49]	187
Figura 7.39: Aspecto físico alternativa B [51].	188
Figura 7.40: Conexión unitaria para Generador con transformador auxiliar [51].	192
Figura 7.41: Aspecto físico alternativa C	193

Figura 7.42: Esquema funcional alternativa C.....	198
Figura 7.43: Aspecto físico alternativa D.	199
Figura 7.44: Resumen funcional alternativa D.....	201
Figura 7.45: Aspecto físico alternativa E.	202
Figura 7.46: Esquema funcional alternativa E.	203
Figura 7.47: Aspecto físico alternativa F.	204
Figura 7.48: Ejemplo de aplicación alternativa F.....	205
Figura 7.49: Aplicación para generadores muy grandes	211
Figura 7.50: Configuración de protección para generador-transformador	212
Figura 7.51: Representación esquemática del método para retrofit seleccionado	215
Figura 7.52: Diagrama unifilar del sistema de protección existente	216
Figura 7.53: Esquema de la protección diferencial.....	218
Figura 7.54: Esquema de la protección diferencial de fase dividida.....	220
Figura 7.55: Esquema de la protección diferencial de transformador principal ..	221
Figura 7.56: Esquema de la protección diferencial falla a tierra	222
Figura 7.57: Esquema de la protección diferencial de transformador auxiliar	224
Figura 7.58: Esquema de la protección diferencial de vano	225
Figura 7.59: Esquema de la protección diferencial de falla a tierra en el estator 100%	226
Figura 7.60: Esquema de la protección de distancia.....	227
Figura 7.61: Esquema de la protección contra sobreexcitación	229
Figura 7.62: Esquema de la protección de sobretensión	230
Figura 7.63: Esquema de la protección diferencial de la unidad	232
Figura 7.64: Esquema de la protección de falla a tierra del estator 90%	234
Figura 7.65: Esquema de la protección contra cargas desequilibradas	235
Figura 7.66: Esquema de la protección contra perdida de excitación	236
Figura 7.67: Esquema de la protección de sobrecorriente de neutro del transformador principal.....	237
Figura 7.68: Esquema de protección de sobrecorriente del transformador auxiliar	238
Figura 7.69: Esquema de protección de sobrecorriente de neutro del transformador auxiliar	239
Figura 7.70: Esquema de protección contra desequilibrio de tensión	240
Figura 7.71: Esquema de protección 50BF	241
Figura 7.72: Esquema general de la propuesta.....	243

Figura 7.73: Elaboración propia según [46].....	244
Figura 7.74: Matriz de protección primaria	245
Figura 7.75: Matriz de protección alternada	245

CAPITULO 9

Figura 9.1: Cronograma de mantenimiento preventivo	252
--	-----

LISTA DE TABLAS

CAPITULO 1

Tabla 1.1: Códigos según la norma IEEE/ANSI [7].	36
--	----

CAPITULO 6

Tabla 6.1: Lista de materiales	121
Tabla 6.2: Resumen de beneficios del Retrofit.	122
Tabla 6.3: Costo de materiales de la propuesta de retrofit.	122
Tabla 6.4: Costo de mano de obra de la propuesta.	123
Tabla 6.5: Flujo de caja proyectado	123
Tabla 6.6: Flujo de caja con historial del VAN cada año	124
Tabla 6.7: Flujo de caja con historial del VAN cada año	125

CAPITULO 7

Tabla 7.1: Resumen de la generación en la CH-ITAIPÚ.	127
Tabla 7.2: Resumen de características del sector de 50 Hz [1].	127
Tabla 7.3: Resumen de características del sector de 60 Hz [1].	128
Tabla 7.4: Resumen de características del sector de 60 Hz.	129
Tabla 7.5: Resumen de características del sector de 60 Hz.	135
Tabla 7.6: Histórico actuación balanza de tensión	167
Tabla 7.7: Histórico actuación protección de sobretensión	167
Tabla 7.8: Histórico actuación del relé pérdida de excitación	168
Tabla 7.9: Histórico actuación de protección de sobrecorriente	168
Tabla 7.10: Histórico actuación de protección de sobrecorriente TA	168
Tabla 7.11: Índice de severidad según el sistema minuto [41].	170
Tabla 7.12: Índice de severidad del sistema propuesto que evalúa otros factores [41]	170
Tabla 7.13: Categorización de los eventos según los diferentes métodos	171
Tabla 7.14: Listado de TP instalados en la central Hidroeléctrica	172
Tabla 7.15: Listado de TC instalados en la central Hidroeléctrica	172
Tabla 7.16: Valores estandarizados de carga (burden) para TC con corriente en el devanado secundario igual a 5A.	173
Tabla 7.17: Valores estandarizados de carga (burden) para TPs	173

Tabla 7.18: Comparación según ventajas de la primera alternativa.....	178
Tabla 7.19: Comparación según ventajas de la segunda alternativa	178
Tabla 7.20: Comparación numérica de las alternativas.....	179
Tabla 7.21: Principales funciones de la alternativa A	187
Tabla 7.22: TRM - Magnitudes de alimentación, valores asignados y límites	188
Tabla 7.23: Principales funciones de la alternativa B	192
Tabla 7.24: Principales funciones de la alternativa C	198
Tabla 7.25: Principales funciones de la alternativa D	200
Tabla 7.26: Principales funciones de la alternativa E	203
Tabla 7.27: Principales funciones de la alternativa F	205
Tabla 7.28: Protección Primaria de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ	206
Tabla 7.29: Protección Alternada de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ	206
Tabla 7.30: Resumen de funciones según cada alternativa.....	208
Tabla 7.31: Resumen de funciones, cumplimiento y según sean primaria o alternada	208
Tabla 7.32: Funciones recomendadas.	210
Tabla 7.33: Funciones de protección recomendadas comparadas con las funciones de las alternativas	213
Tabla 7.34: Relés o funciones de la protección primaria	217
Tabla 7.35: Relés o funciones de la protección alternada.....	217
Tabla 7.36: Características de los transformadores para protección	219
Tabla 7.37: Características de los transformadores para protección	220
Tabla 7.38: Características de los transformadores para protección	221
Tabla 7.39: Características de los transformadores para protección	223
Tabla 7.40: Características de los transformadores para protección	224
Tabla 7.41: Características de los transformadores para protección	226
Tabla 7.42: Características de los transformadores para protección	227
Tabla 7.43: Características de los transformadores para protección	228
Tabla 7.44: Características de los transformadores para protección	229
Tabla 7.45: Características de los transformadores para protección	232
Tabla 7.46: Características de los transformadores para protección	235
Tabla 7.47: Características de los transformadores para protección	237
Tabla 7.48: Características de los transformadores para protección	238
Tabla 7.49: Características de los transformadores para protección	239

Tabla 7.50: Características de los transformadores para protección	241
--	-----

CAPITULO 8

Tabla 8.1: Costos por actuación incorrecta	250
Tabla 8.2: Costos por fabricación y reparación de componentes.....	250
Tabla 8.3: Costo de materiales de la propuesta de retrofit.....	250
Tabla 8.4: Costo total de mano de obra de la propuesta.....	250
Tabla 8.5: Costos detallado de mano de obra.....	251
Tabla 8.6: Costos unitario de mano de obra por equipo por unidad generadora	251

CAPITULO 9

Tabla 9.1: Histórico de actuaciones de relés diferenciales del conjunto transformador elevador	257
Tabla 9.2: Histórico de actuaciones de relés de falla a tierra del conjunto transformador elevador	257
Tabla 9.3: Histórico de actuaciones de relés de mínima impedancia del conjunto transformador elevador	258

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Retrofit: se puede entender como la modernización de algunas partes de una maquinaria (referidos sobre todo a los elementos de control y protección), cuyas piezas de fábrica ya han perdido su desempeño producto de los años de uso

Embalse: Gran depósito artificial de agua, construido generalmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o presa, que retiene las aguas de un río o de la lluvia para utilizarlas en el riego, abastecer poblaciones o producir energía.

Unidad generadora: Conjunto formado por el generador, transformador elevador y transformador auxiliar

Fuera de servicio: Desconexión de elementos del circuito, afectando el suministro de energía eléctrica

LISTA DE SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

Lista de símbolos

V	Voltios (unidad de voltaje eléctrico)
kV	Kilovoltios
A	Amperios o Amper (unidad de intensidad de corriente eléctrica)
kA	Kiloamperios o kiloamper
W	Watt (unidad de potencia)
kW	Kilowatts
MW	Megawatts
VA	Voltamper (unidad de potencia aparente)
MVA	Megavoltamper
km	Kilómetro

Abreviaturas

ANDE Administración Nacional de Electricidad

ACSR Conductor de aluminio con refuerzo de acero

TR Transformador

IEC International Electrotechnical Commission

ANSI American National Standards Institute

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

CH Central Hidroeléctrica

I. INTRODUCCIÓN

La Central Hidroeléctrica ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ) es considerada una de las 7 maravillas del mundo contemporáneo [40], se ubica entre las más grandes del mundo, y las que mayor cantidad de energía ha generado hasta la actualidad. Dada la importancia de la central para el abastecimiento de energía de la región, es fundamental mantener los equipos componentes del mismo en perfectas condiciones, y cobran gran relevancia en este sentido las unidades generadoras, como los elementos encargados de la conversión de energía mecánica a eléctrica, a través de las turbinas.

La Central Hidroeléctrica cuenta con 20 unidades generadoras, 10 de ellos para el lado de 50 Hz y 10 para la generación en 60 Hz, para los países de Paraguay y Brasil respectivamente. El sistema de protección de 18 unidades generadoras de la central hidroeléctrica de ITAIPÚ está compuesto por relés estáticos individuales para cada función, tanto de las protecciones primarias como la alternada. Los dos restantes corresponden a sistemas más modernos, consecuencia de la instalación posterior a las demás; estas últimas unidades no están incluidas en el presente proyecto.

Un análisis del sistema a través de documentos existentes en la central, y las conversaciones con encargados, así como entrevista y registros históricos se ha podido apreciar que se han presentado numerosos problemas relacionados a actuaciones incorrectas de las protecciones, así como la dificultad para la adquisición de repuestos, por tratarse de una tecnología ya casi extinta en la actualidad. Todo esto llevó al análisis para la propuesta de retrofit de dicho sistema de protección incorporando relés numéricos multifuncionales.

Con el retrofit proyectado, además de la mejora sustancial del sistema de protección, podrán incluirse numerosas funciones complementarias útiles para el control y monitoreo en tiempo real del estado de las unidades de potencia, como el registro y análisis de los eventos, diagnóstico de fallas, entre otras.

El desarrollo del trabajo se presenta en 7 capítulos, ordenados de la siguiente manera. Primeramente, en el capítulo 1 se incluyen los conceptos básicos y

generales del proyecto. Seguidamente, en el capítulo 2 se introduce a los generadores eléctricos, resaltando las fallas típicas presentadas en las mismas. Las protecciones eléctricas asociadas a los generadores eléctricos son desarrolladas en el capítulo 3. Mientras que los transformadores, las principales fallas y las protecciones asociadas a los mismos se describen en el capítulo 4.

Los conceptos acerca de la evaluación económica de proyectos de inversión son estudiados en el capítulo 5. Por otro lado, el capítulo 6 presenta el resumen ejecutivo del proyecto. Finalmente, en el capítulo 7 es desarrollada la ingeniería de diseño de la propuesta, partiendo de la descripción de las condiciones actuales del sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica hasta la presentación de una propuesta de retrofit con dispositivos de protección modernos.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS Y GENERALES

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICO

La revisión bibliográfica relacionada a la generación de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas ha conducido a la exploración y estudio detallado de los diferentes componentes involucrados en dicho proceso, enfocando claramente la mayor atención a los generados síncronos utilizados para el fin.

Los generadores síncronos instalados en la mayoría de las centrales hidroeléctricas, y la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ) no es la excepción, posee un valor superlativo dentro del sistema de potencia, por lo tanto, todo el sistema de protección encargado de despejar todo tipo de falla que pueda presentarse debe ser de la máxima confiabilidad, para evitar averías y por ende paros no deseados en el proceso de generación. Considerando además que la mencionada hidroeléctrica se encuentra operando desde hace más de 30 años, es inevitable hablar de una actualización en términos técnicos, conocido como Retrofit, de su sistema de protección eléctrica. La necesidad surge principalmente por la obsolescencia de los elementos considerados, obligando para cada caso a la fabricación de las partes faltantes por ser exclusivas y ya no existen en la actualidad.

Es pertinente mencionar que la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ) ha elaborado un plan de actualización tecnológica que tuvo origen en el año 2006, el documento [1] en su capítulo 5 aborda las protecciones eléctricas de las unidades generadoras con las especificaciones correspondientes. Está estimado para el año 2019 el proceso de licitación, y a partir de la adjudicación, se necesitaran 14 años para el proceso de actualización [2].

Además de los casos anteriores, la búsqueda respecto al tema ha sacado a luz numerosos trabajos relacionados, citándose a continuación solamente algunos de ellos. Se destaca el artículo titulado “**Propuesta de estandarización del proyecto**

de retrofit de los sistemas de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ", la investigación fue realizada en el año 2012 por Jorge Andrés Silva Stransky y Julio César Montaña Escobar de la misma CH-ITAIPÚ lado paraguayo. El proyecto forma parte del plan de actualización tecnológica (PAT), considerándose como puntos más importantes la adopción de la utilización de la norma IEC 61850 en las soluciones de arquitectura para los diversos sistemas a ser modernizado, incluyendo específicamente al tema abordado en este proyecto final de grado.

Por otro lado, explorando en el plano internacional, se presenta el trabajo realizado en septiembre del 2010, titulado **"Estudio para la modernización de los sistemas de protección de los grupos de generación y transmisión de la Central Hidroeléctrica Paute"**, cuyo autores Carlos Valverde y Jaime Moreno presentaron un estudio para mejorar el sistema de protección de la Central Hidroeléctrica Paute, con dispositivos de protección de última tecnología, debido a que la central no cuenta con una filosofía de respaldo en el sistema de protección. Como resultado más relevante del trabajo se puede mencionar la adopción de relés microprocesados multifuncionales para las funciones de protección de los grupos de generación y transmisión, destacándose la confiabilidad, gracias a las diversas funciones incluidas en un relé con base en microprocesador.

Por último se menciona también el trabajo final de grado elaborado por Ángel Paul Quelal Carrera, denominado **"Implementación de un Sistema De Protección Mediante Relés Digitales Multifuncionales para el Generador y Transformador de la Unidad #3 de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, Parroquia Cutuglagua, Cantón Mejía de la Provincia de Pichincha en el periodo 2015"**, como principales conclusiones se mencionan que los relés digitales multifuncionales cumplen con todos los requisitos para el reemplazo de los relés electromecánicos, del mismo modo menciona que la implementación de los relés digitales minimizó el espacio físico en los tableros del generador, transformador.

1.2. ESTADO DEL ARTE

La evolución de la tecnología ha ido en aumento de manera exponencial, principalmente en las dos últimas décadas, dando lugar al desarrollo tecnológico en todas las áreas, y el sistema de potencia no es la excepción. Gracias al desarrollo de los microprocesadores, actualmente es posible la construcción de dispositivos electrónicos programables de todo tipo, y basados en este mismo principio, se han desarrollado los dispositivos lógicos inteligentes (IED).

Los IED son equipos destinados principalmente al monitoreo, control y protección de los sistemas de potencia, favoreciendo a la modernización en todos los campos de la ingeniería. Los sistemas de protecciones de las unidades generadoras de energía eléctrica son justamente una de las orientaciones de los IEDs, y adaptados para cumplir con el proceso de retrofit de las instalaciones más antiguas. Se han llegado a fabricar equipos exclusivamente destinados para cumplir con el propósito de las protecciones eléctricas. Los IED en la actualidad abarcan una gran gama de posibilidades para su aplicación, y están presentes en todos los sistemas de protecciones eléctricas.

Los sistemas de protecciones actuales se han reducido en complejidad cuando de tamaños y elementos se trata; en cambio, ofrecen mayores funcionalidades, como el reporte de los eventos ocurridos, al igual que el registro en una base de datos de los mismos. Cada vez cuentan con menos cantidad de equipos extras, pues en general un equipo puede cumplir diferentes funciones al poseer un microprocesador de gran capacidad integrado. No obstante, existen numerosos sistemas que aun funcionan con tecnología antigua, ya sea la analógica cableada con relés electromecánicos, o bien los basados en relés estáticos; en cualquiera de los casos se requieren de numerosas combinaciones y contactos eléctricos para realizar las conmutaciones y enclavamientos correspondientes, funciones que con los IED pueden realizarse de manera interna a través del software correspondiente.

1.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS Y TEORIAS BASICAS

1.3.1. Definición de términos básicos.

Cortina: se construyen a través de lechos de ríos para crear embalses de almacenamiento. Son hechas de tierra o concreto.

Aterrizaje: También conocido como aterramiento, consistente en una conexión física al sistema de puesta a tierra de los elementos

Disparo del interruptor: Apertura del interruptor de potencia por actuación de un relé de protección

1.3.2. Teorías básicas

Con el propósito de clarificar conceptos y servir de respaldo al presente proyecto final de grado se desarrolla a continuación algunos conceptos fundamentales producto de la revisión bibliográfica, se empieza con las teorías básicas como una introducción al tema de estudio.

1.3.3. Central Hidroeléctrica

En términos sencillo se puede decir que una central eléctrica es una instalación de producción de energía eléctrica que comprende los grupos generadores, los equipos asociados y la parte de las obras en las que están instaladas, cuyo objetivo es el de transformar los distintos tipos de energía primaria en energía eléctrica. [3]

Por otro lado, también se puede afirmar que las plantas de generación hidroeléctricas, comúnmente conocido como central hidroeléctrica, convierten la energía del agua en movimiento en energía eléctrica mediante una turbina hidráulica acoplada a un generador síncrono [4].

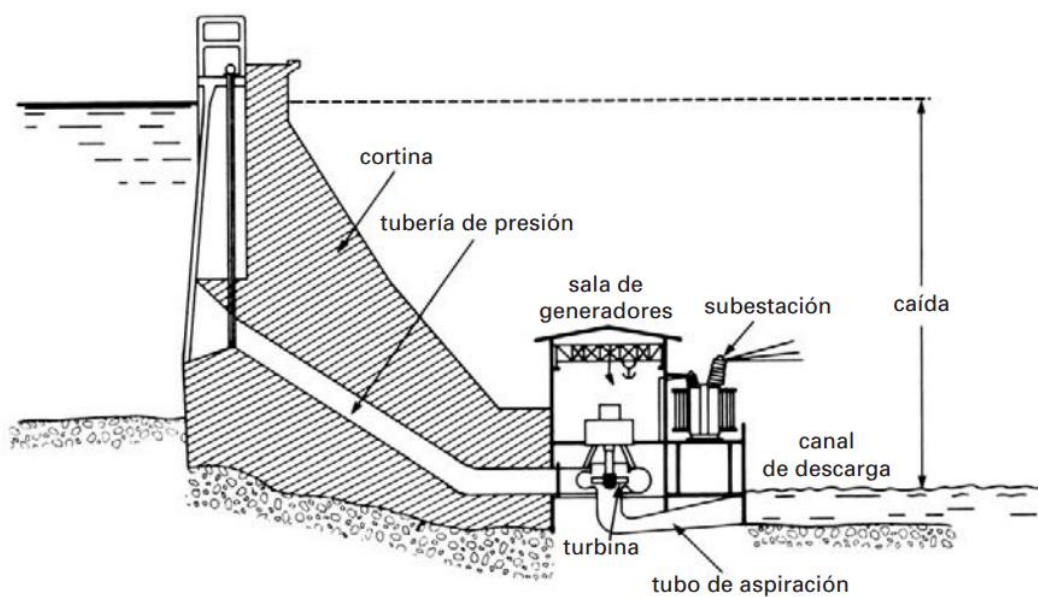


Figura 1.1: Vista de corte transversal de una planta hidroeléctrica de caída mediana [4].

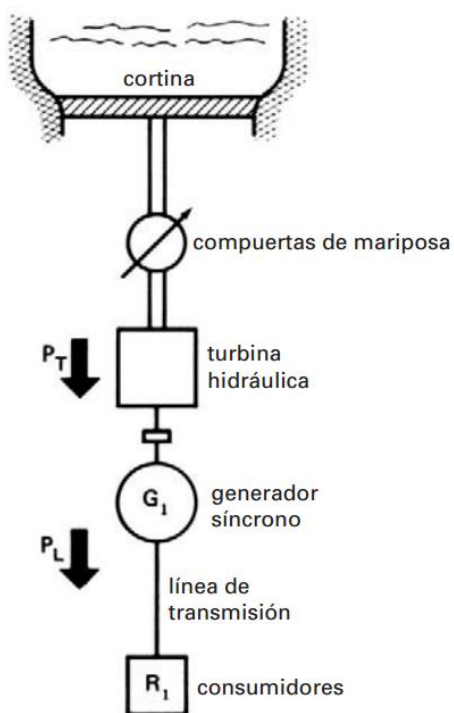


Figura 1.2: Representación esquemática de una generación hidráulica [4].

1.3.4. Simbología

La simbología utilizada en el presente trabajo está regida por la norma publicada por la “American National Standards Institute” (ANSI) y el “Institute of Electrical and Electronic Engineers” (IEEE). No todos los autores siguen esos símbolos de una forma consistente especialmente en la representación de transformadores. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra algunos símbolos comúnmente usados. El símbolo básico para una máquina o inducido giratorio es un círculo, pero hay relacionadas tantas adaptaciones del símbolo básico, que pueden ser representadas todas las partes de la maquinaria eléctrica giratoria de uso corriente. Para el que no trabaje constantemente con diagramas unifilares es más claro indicar una máquina determinada por medio del símbolo básico seguido de información sobre su tipo y régimen [5].

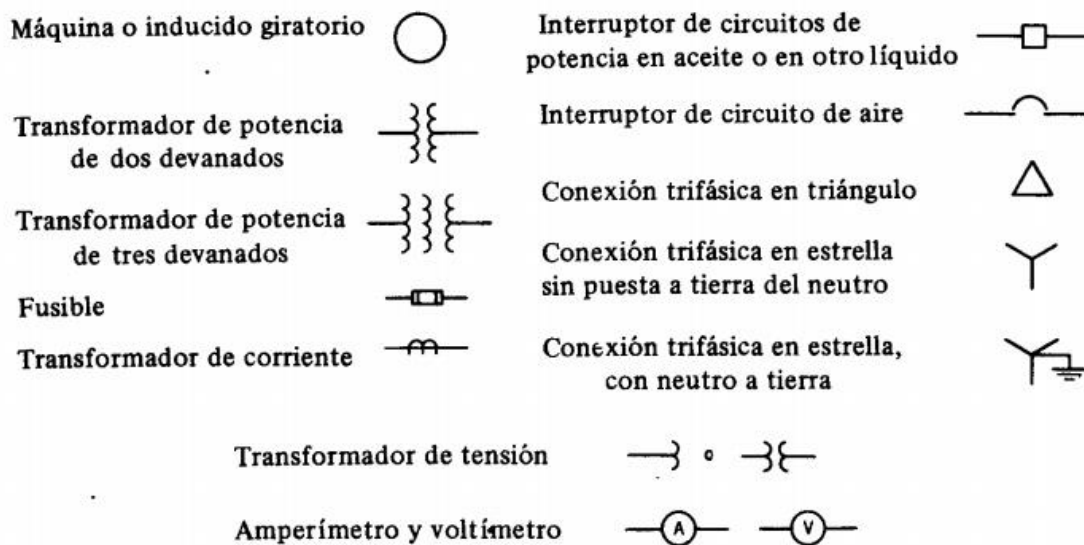


Figura 1.3: Símbolos de algunos aparatos [5].

1.3.5. Diagrama unifilar

El diagrama unifilar se una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos [6].

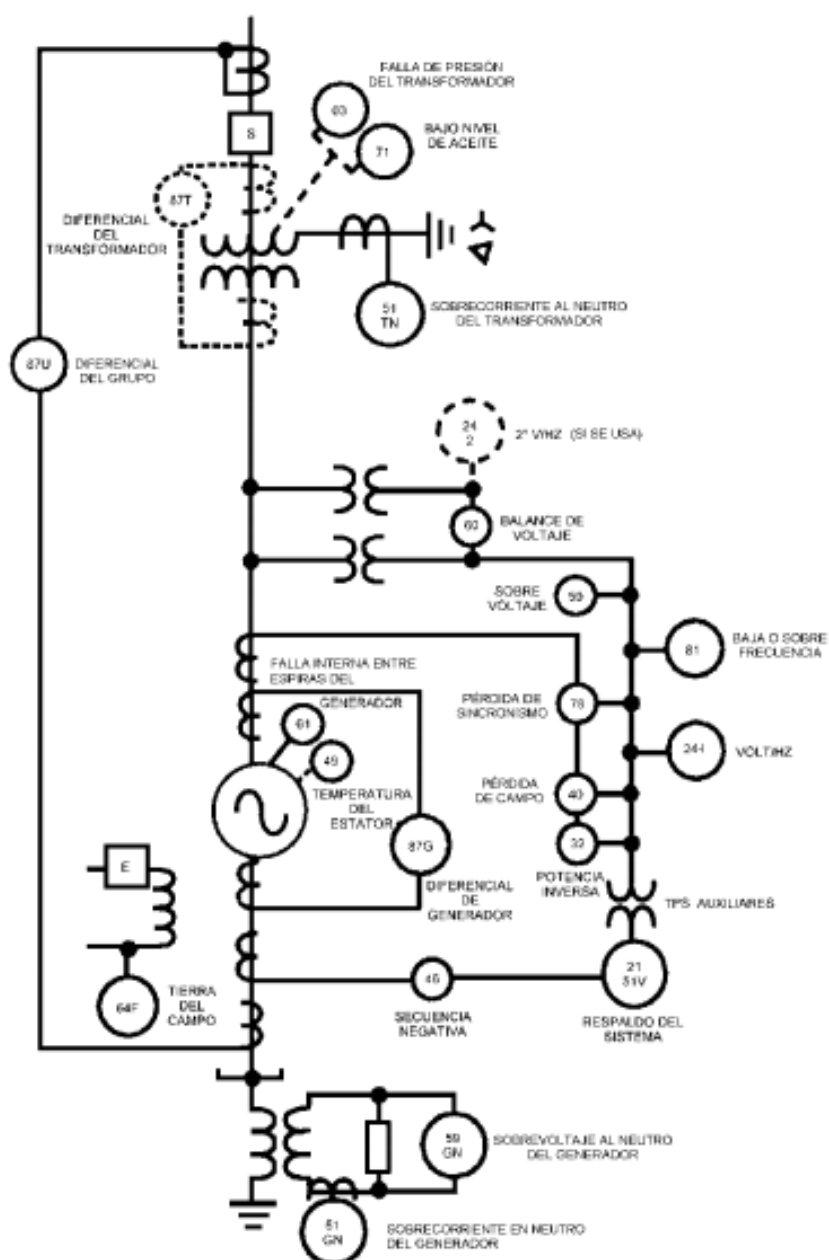


Figura 1.4: Diagrama unifilar de un esquema de protección típica de generador [7].

1.3.6. Códigos de identificación de equipos y relés según norma IEEE/ANSI

En la Tabla 1.1 se presentan los principales códigos según la norma ANSI/IEEE de relés destinados a la protección del conjunto de unidades generadoras y transformador elevador [7].

Código	Descripción
21	Relé de distancia. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en la zona del generador.
24	Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.
32	Relé de potencia inversa. Protección de antimotorización.
40	Protección de pérdida de campo.
46	Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador.
49	Protección térmica del estator.
51 GN	Relé de sobrecorriente a tierra con tiempo.
51 TN	Respaldo para fallos a tierra.
51 V	Relé de sobrecorriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador.
59	Protección de sobretensión.
59 GN	Relé de sobretensión. Protección de falla a tierra en el estator para un generador.
60	Relé de balance de tensión. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial.
63	Relé de presión del transformador.
62 B	Timer de falla de interruptor.
64 F	Protección de falla a tierra del campo.
71	Nivel de aceite o gas del transformador.
78	Protección de pérdida de sincronismo.
81	Relé de frecuencia. Protección de baja o sobrefrecuencia.
86	Relé auxiliar de bloqueo y reposición manual.
87 G	Relé diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.
87 N	Protección diferencial de falla a tierra del estator.
87 T	Relé diferencial. Protección primaria para el transformador.
87 U	Relé diferencial para la protección total de generador-transformador.

Tabla 1.1: Códigos según la norma IEEE/ANSI [7].

1.3.7. Potencia

La potencia (P) es la tasa a la cual se realiza trabajo o el incremento de trabajo por unidad de tiempo [13]. La ecuación de potencia es

$$P = \frac{dW}{dt} \quad (1.1)$$

Generalmente se mide en joules por segundo (watts), pero también se puede medir en pie-libra por segundo o en caballos de fuerza (hp) [13].

1.3.8. Principios de la conversión de energía electromecánica

La energía puede existir en una de las siguientes formas:

- a) Energía mecánica (la energía potencial acumulada en un resorte o la energía cinética de un auto en movimiento)
- b) Energía térmica (el calor liberado por una estufa, por fricción o por el sol)
- c) Energía química (la energía contenida en la dinamita, en el carbón o en una batería de almacenamiento eléctrico)
- d) Energía eléctrica (la energía producida por un generador o por iluminación)
- e) Energía atómica (la energía liberada cuando el núcleo de un átomo es modificado)

Aunque la energía no se puede crear ni se puede destruir, puede convertirse de una forma a otra por medio de los dispositivos o máquinas apropiados. Por ejemplo, la energía química contenida en el carbón se puede transformar en energía térmica quemando el carbón en un horno. La energía térmica contenida en el vapor se puede transformar entonces en energía mecánica mediante una turbina. Por último, la energía mecánica se puede transformar en energía eléctrica por medio de un generador [4].

1.3.9. Campos Eléctrico y Magnético

Se denomina campo a una zona del espacio que goza de la propiedad de que en él se manifiesta un fenómeno físico. Así, por ejemplo, un campo gravitatorio es una zona del espacio que tiene la propiedad de que si se coloca una masa en uno de sus puntos sobre ella aparece una fuerza [14].

Los campos se caracterizan por una magnitud que varía de un punto a otro del espacio. Si esta magnitud es vectorial se trata de un campo vectorial. Un campo eléctrico es una zona del espacio que tiene la propiedad física de que si se coloca una carga eléctrica en uno de sus puntos sobre ella aparece una fuerza [14].

CAPITULO 2

INTRODUCCIÓN A LOS GENERADORES ELÉCTRICOS

2.1. MÁQUINAS ELÉCTRICAS

Las máquinas eléctricas son el resultado de una aplicación inteligente de los principios del electromagnetismo y en particular de la ley de inducción de Faraday. Las máquinas eléctricas se caracterizan por tener circuitos eléctricos y magnéticos entrelazados [16].

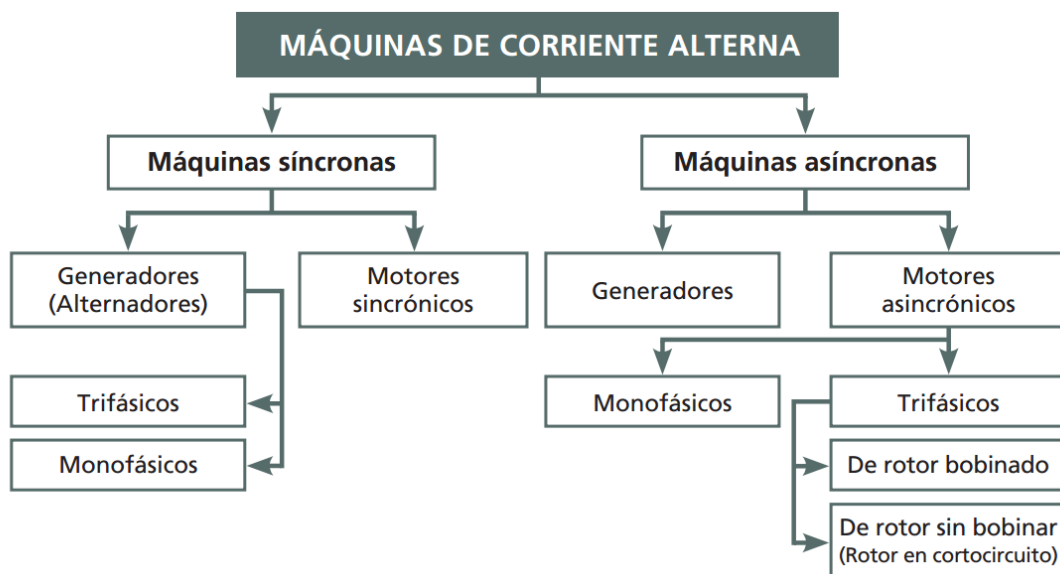


Figura 2.1: Clasificación de máquinas de corriente alterna [15]..

Los generadores y motores tienen un acceso mecánico y por ello son máquinas dotadas de movimiento, que normalmente es de rotación; por el contrario, los transformadores son máquinas eléctricas que tienen únicamente accesos eléctricos y son máquinas estáticas [16].

2.1.1. Generador eléctrico

Profundizando un poco en el generador eléctrico como uno de los componentes principales del presente proyecto, se puede mencionar que en general también denominado generador síncrono, por tratarse de una máquina síncrona, se produce un campo magnético en el rotor ya sea mediante el diseño de éste como un imán

permanente o mediante la aplicación de una corriente de cd a su devanado para crear un electroimán. En seguida, el rotor del generador gira mediante un motor primario, y produce un campo magnético giratorio dentro de la máquina. Este campo magnético giratorio induce un conjunto de voltajes trifásicos dentro de los devanados del estator del generador [13].

Al hacer referencia al término síncrono, es importante aclarar que las máquinas síncronas son máquinas de corriente alterna cuya característica esencial de funcionamiento es que su velocidad es constante, es decir, que permanece invariable con la carga; como dicha velocidad se denomina velocidad de sincronismo [17].

Otros autores afirman que el generador síncrono es el que se denomina sencillamente alternador. Se utiliza tanto en una gran central hidroeléctrica y suele denominarse turboalternador como en un sistema autónomo de generación eléctrica mediante un motor primario de arrastre de gasolina o diésel y entonces se denomina grupo electrógeno. También se utiliza en la generación eléctrica del sistema eléctrico de avión, teniendo entonces que cumplir unos requisitos muy especiales [9].

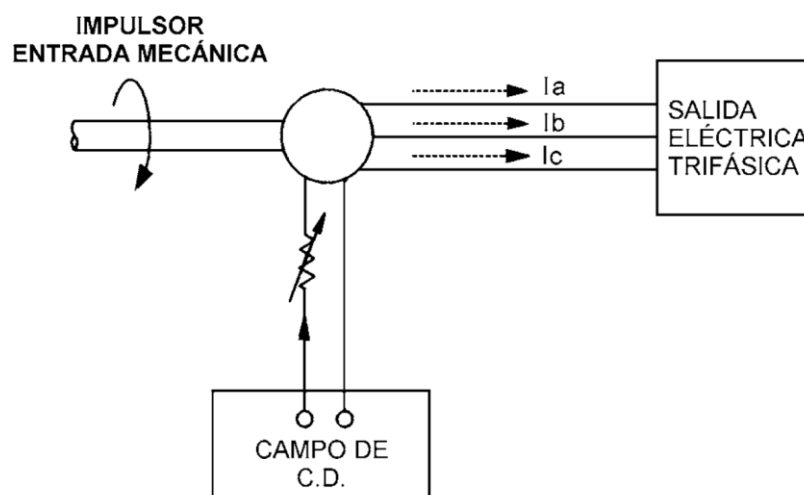


Figura 2.2: Generador síncrono básico [7].

2.1.2. Principio de funcionamiento de una máquina síncrona

Como hemos visto con anterioridad, una máquina rotativa elemental opera utilizando un sistema de conmutación basado en el colector de delgas. En este caso se produce una fuerza electromotriz que no cambia de signo. Sin embargo, si se sustituye dicho sistema de conmutación por un par de anillos rozantes, de modo que sobre ellos se apoyen las escobillas, se comprueba que la fuerza electromotriz presenta valores positivos y negativos, ya que el sentido de la corriente cambia periódicamente [15].

En el caso del generador de corriente alterna, si se mantiene fijo el inducido y es el inductor el que gira, se presenta el mismo fenómeno de inducción y, por tanto, de generación de fuerza electromotriz, invirtiéndose así los papeles de ambos circuitos respecto a la máquina de corriente continua [15].

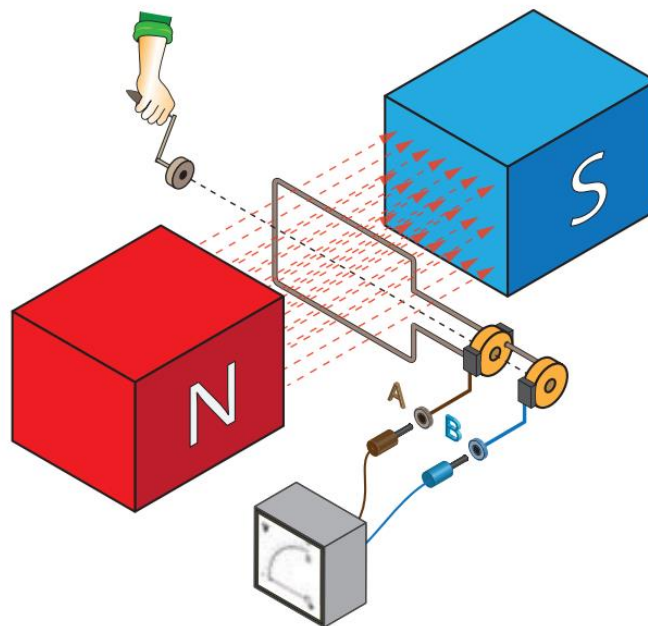


Figura 2.3: Generador elemental en CA [15].

El fenómeno de la inducción electromagnética, consiste en que un campo magnético que varía en el tiempo da lugar a un campo eléctrico; lo cual conlleva que en un conductor sometido a la acción de un campo magnético variable en el tiempo aparezca una fuerza electromotriz (f.e.m.) que se puede aprovechar para

generar una corriente eléctrica [14]. Justamente el fenómeno anterior es aplicado a las máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica.

En la práctica la disposición habitual para los generadores es la mostrada en la figura 2.3., ya que facilita el diseño de la máquina, simplificando así el circuito por el que circula menos corriente (el del inductor) y utilizando el sistema de conexión móvil basado en anillos rozantes y escobillas. Los generadores de corriente alterna se denominan alternadores [15].

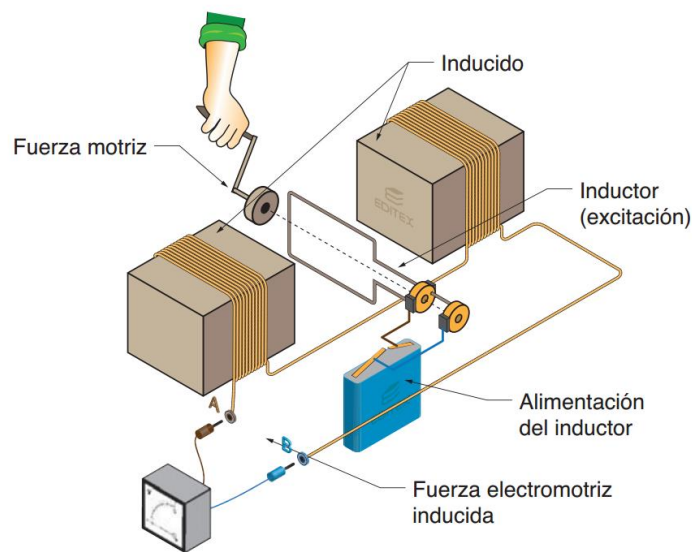


Figura 2.4: Alternador elemental con inducido fijo e inductor móvil [15].

La corriente continua para el devanado inductor en el rotor de la máquina síncrona se obtiene normalmente de un generador de corriente continua acoplado al mismo eje de la máquina síncrona. Dicho generador recibe el nombre genérico de «excitatriz». Un esquema eléctrico de esta configuración se encuentra en la Figura 2.5 [9].

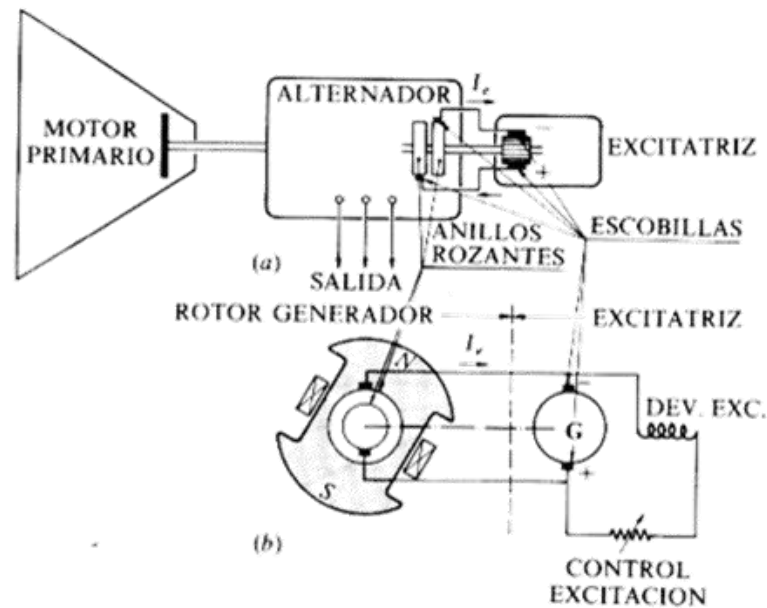


Figura 2.5: Alternador síncrono con excitatriz: (a) Esquema de acoplamiento al motor primario y arrastre del generador de corriente continua para el devanado de excitación del rotor. (b) Esquema de conexiones eléctricas del sistema de excitación [9].

2.1.3. Partes constitutivas del generador eléctrico.

El estator es la parte fija de la máquina y tiene forma de cilindro hueco. El rotor se coloca en el interior del estator y es la parte móvil. Entre el estator y el rotor existe una holgura denominada entrehierro, la cual impide que ambas partes rocen entre sí. En el entrehierro tienen lugar los fenómenos electromagnéticos que permiten la conversión de energía eléctrica en mecánica y viceversa [14].

En la carcasa se coloca la caja de bornes donde se realizan las conexiones eléctricas de la máquina con el exterior. También se coloca sobre la carcasa la denominada placa de características, que es una placa impresa donde se indican los datos más importantes de la máquina [14].

Otra especificación de las principales componentes de un generador de corriente alterna, son las que se indican a continuación:

- a. Estator.
- b. Rotor.

- c. Sistema de enfriamiento.
- d. Excitatriz.
- e. Conmutador [19].

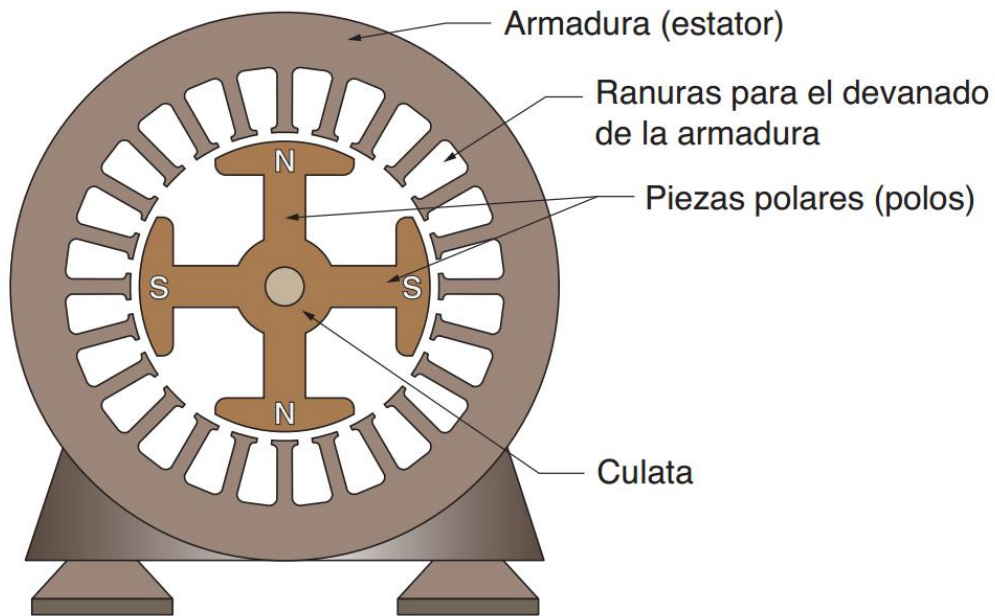


Figura 2.6: Circuito magnético de una máquina síncrona [15].

A continuación, se describen brevemente cada parte:

2.1.3.1. El estator

El estator de una máquina tiene un núcleo magnético, bien cilíndrico o bien de polos salientes, sobre el que se bobina el devanado correspondiente. Su parte exterior está rodeada por una culata o carcasa que actúa como envolvente de la máquina y la protege del medio exterior. La culata normalmente está fabricada con hierro fundido y tiene forma cilíndrica u octogonal. En ocasiones tiene aletas de refrigeración longitudinales o, más raramente, radiales que facilitan la evacuación de calor [14].

Está compuesto por un núcleo de chapas de material ferromagnético, sujetas, formando un paquete, mediante una serie de pernos o de chavetas en forma de cola de milano [17].

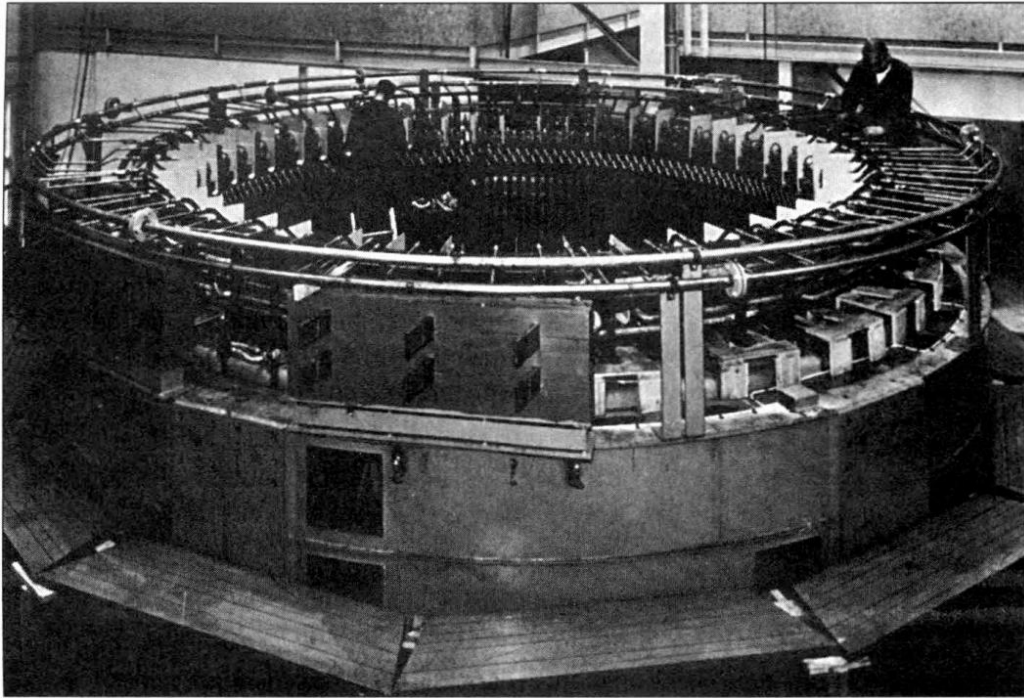


Figura 2.7: Estator de un generador hidroeléctrico trifásico de 190 MVA, 12 kV 37 r/min. Los conductores presentan ranuras huecas por donde circula el agua de enfriamiento. (Brown Boveri Corporation.) [11].

2.1.3.2. El rotor

El rotor de un generador síncrono es en esencia un electroimán grande. En el rotor se encuentra un núcleo magnético, bien cilíndrico (polo no saliente) o bien de polos salientes, sobre el que se coloca el devanado, bobinado o arrollamiento del rotor. El núcleo magnético tiene un hueco central donde se sitúa el eje o árbol de la máquina, el cual se fija rígidamente al mismo mediante una chaveta. Si es preciso se coloca un colector en el eje. Un colector es un elemento que permite conectar eléctricamente el devanado del rotor con un circuito exterior. Además, en el rotor también se suelen colocar dispositivos de refrigeración, tales como; ventiladores, aletas, canales de ventilación, etc [14].

En la Figura 2.8 se puede ver un rotor de polos salientes. Note que los devanados del electroimán están cubiertos alrededor del polo mismo, en lugar de estar incrustados en muescas sobre la superficie del rotor. Por lo regular, los rotores de polos cilíndricos o no salientes se utilizan para rotores de dos o cuatro polos,

mientras que los rotores de polos salientes normalmente se usan para rotores con cuatro o más polos [13].

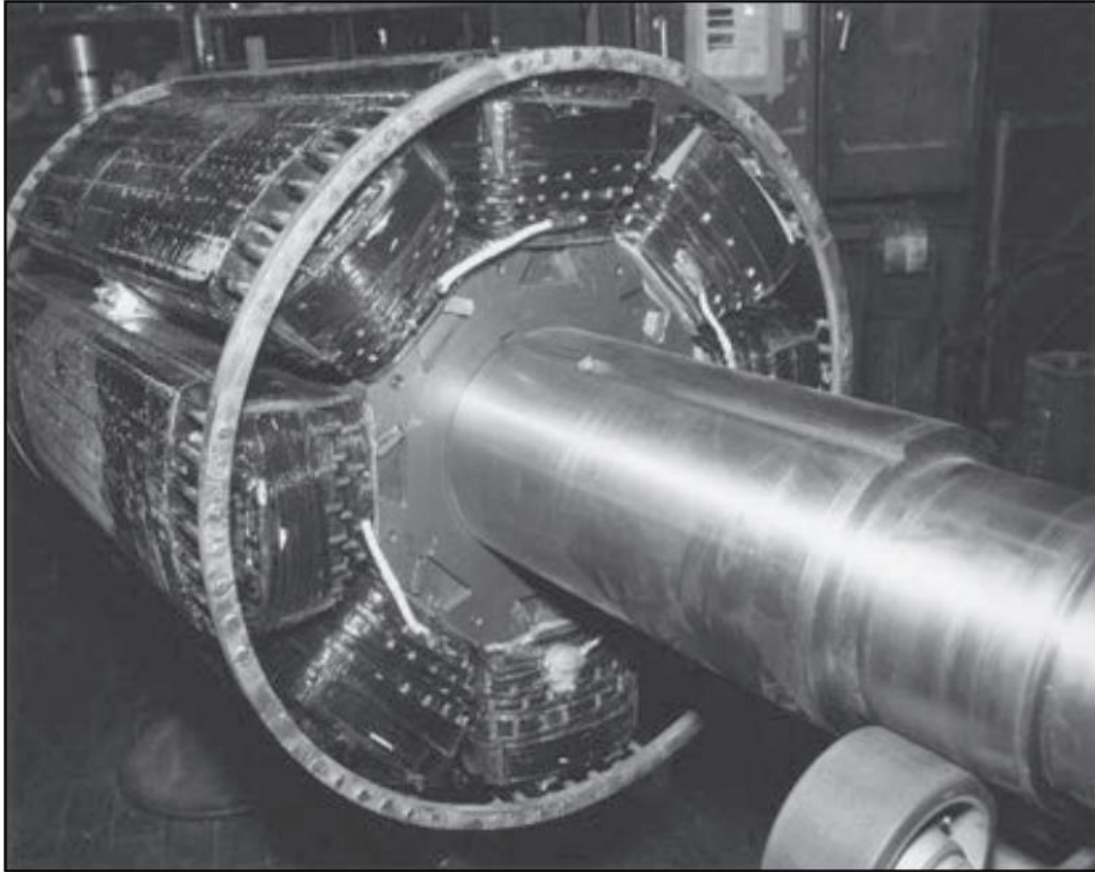


Figura 2.8: Fotografía del rotor de una máquina síncrona con ocho polos salientes que muestra los devanados de los polos del rotor individuales. (Cortesía de General Electric Company.) [13].

2.1.3.3. El devanado

Se denominan devanado de una máquina eléctrica a los arrollamientos del inductor y del inducido. El material para la realización de las bobinas suele ser el cobre en forma de hilo esmaltado (la misión del aislante es ofrecer una separación eléctrica entre las espiras) en las máquinas pequeñas y en forma de pletina para las máquinas de gran potencia, cuyo aislamiento se realiza recubriéndolas con cinta de algodón. También se emplea el aluminio, pero su aplicación es casi exclusiva de los rotores en jaula de ardilla de los motores asíncronos [16].

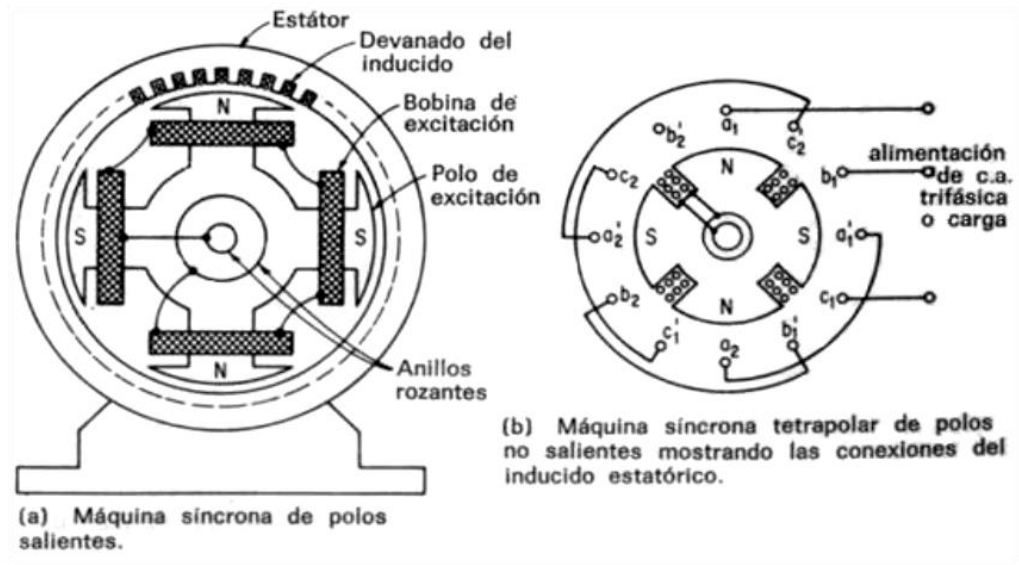


Figura 2.9: Representación de generador con polos salientes y no salientes o cilíndrico [16].

2.1.4. Conexión de generadores a un sistema de potencia

Existen dos métodos básicos principales usados en la industria para conectar generadores al sistema de potencia. Estos son conexiones directa y unitaria [7].

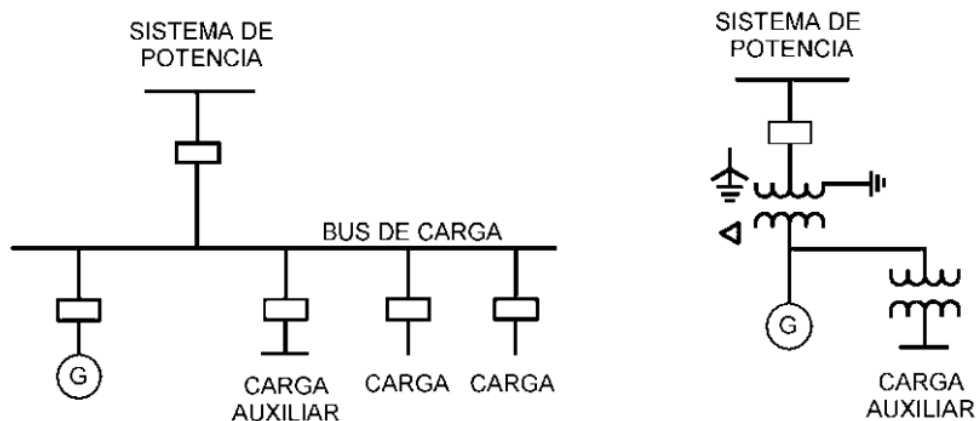


Figura 2.10: Conexión directa y unitaria del generador [7].

Conexión directa: La Figura 2.10 muestra el diagrama unifilar para una conexión directa de un generador a un sistema de potencia. Los generadores son conectados directamente al bus de carga sin transformación de tensión de por medio. Este tipo

de conexión es un método recientemente usado en la industria para la conexión de generadores de tamaño pequeño [7].

Conexión unitaria: La Figura 2.10 muestra el diagrama unifilar para un generador en conexión unitaria. El generador es conectado al sistema de potencia a través de un transformador elevador dedicado. La carga auxiliar del generador es suministrada desde un transformador reductor conectado a las terminales del generador. La mayoría de los generadores grandes son conectados al sistema de potencia de esta manera, usando un transformador elevador principal con conexión estrella-delta [7].

2.2. FALLAS TÍPICAS PRESENTADAS EN GENERADORES SÍNCRONOS

En esta sección se exponen las fallas más típicas presentadas en los generadores, las cuales deben ser consideradas para el diseño del esquema de protección eléctrica de los mismos.

- Condiciones de cortocircuito de un generador síncrono.
- Fallas de fases del estator del generador.
- Falla de tierra en el campo.
- Falla a tierra en el devanado del estator.
- Falla por frecuencia anormal.
- Falla por sobreexcitación y sobretensión.
- Falla por pérdida de señal en el transformador de potencial.
- Falla por pérdida de campo.
- Falla por pérdida de sincronismo.
- Falla por desbalance de corriente (Secuencia negativa).
- Falla por energización inadvertida del generador.

En las secciones siguientes se desarrollarán cada una de las fallas para posteriormente considerar las protecciones más pertinentes según cada caso.

2.2.1. Condiciones de cortocircuito de un generador síncrono

El circuito eléctrico equivalente de un generador sincrónico es una tensión interna en serie con una impedancia. La componente de resistencia de la impedancia del generador es pequeña comparada con la reactancia y es usualmente despreciada para cálculos de corriente de falla. El análisis de componentes simétricas es una herramienta matemática importante para calcular las corrientes y tensiones del generador bajo condiciones de desbalance [7].

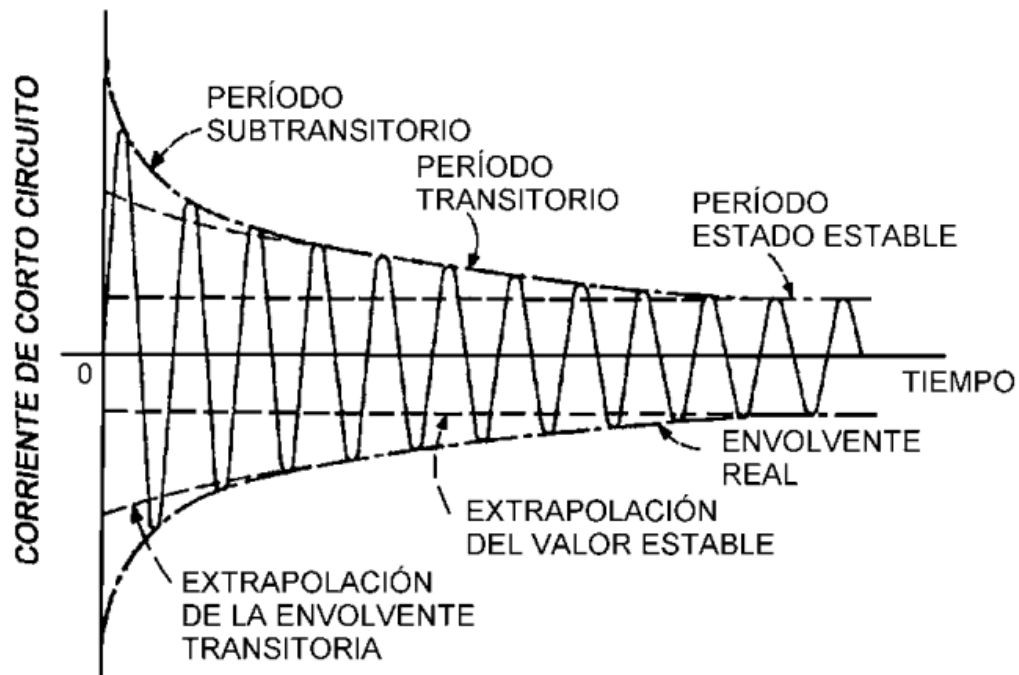


Figura 2.11: Trazo simétrico de una corriente de cortocircuito del generador [7].

La Figura 2.11 ilustra un trazo simétrico monofásico de una forma de onda de cortocircuito trifásico (ausencia de la componente de C.D.) tal como puede ser obtenido oscilográficamente. La forma de onda mostrada puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo.

- **Período subtransitorio.** Este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia subtransitorio del generador (X''_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T''_d .
- **Período transitorio.** Cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X'_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'_d .
- **Período de estado estable.** Es el nivel de tiempo más largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia de eje directo del generador (X_d).

Cuando los desplazamientos de C.D. son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura.

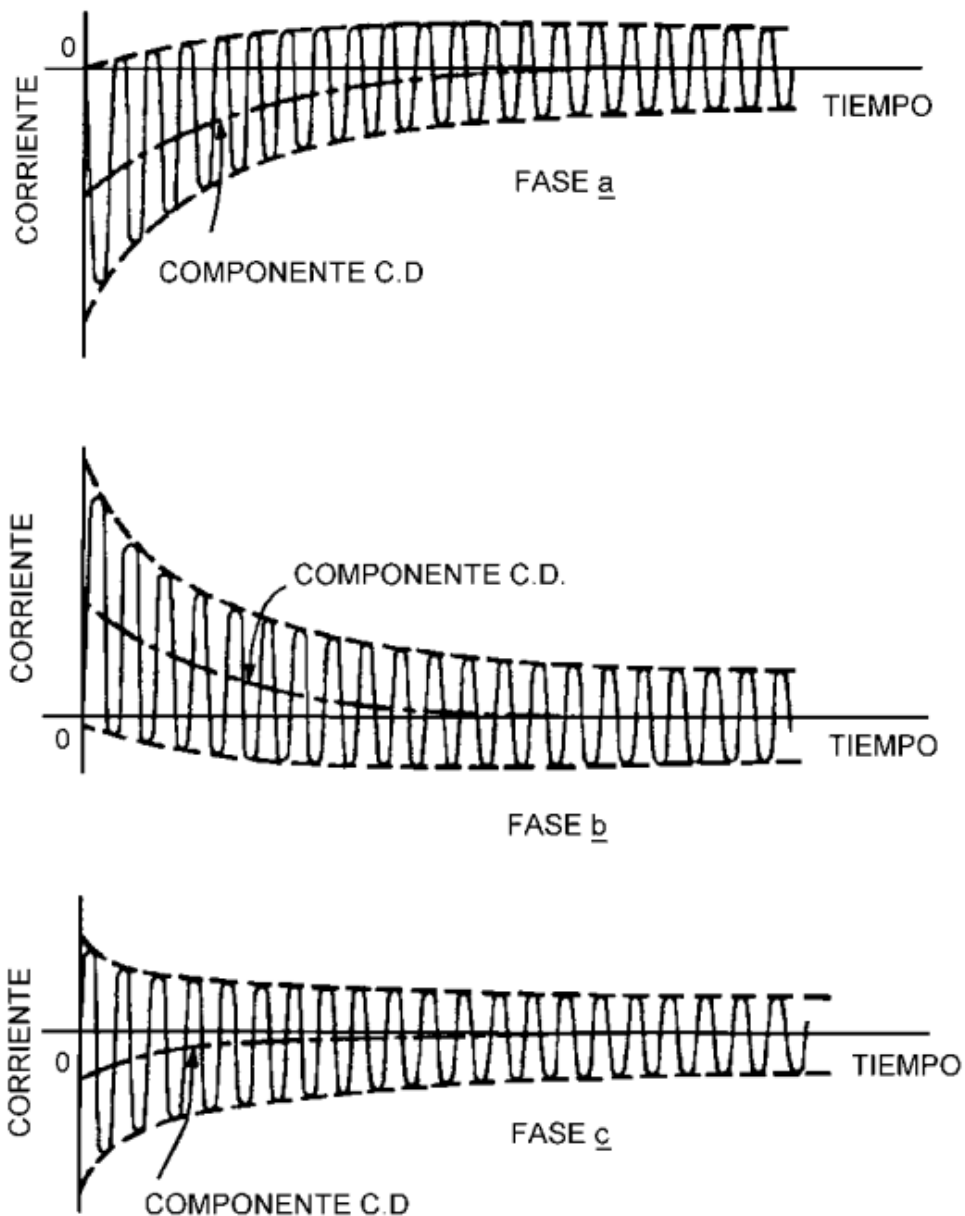


Figura 2.12: Corrientes de corto circuito del generador para una falla trifásica con desplazamiento de C.D. [7].

2.2.2. Fallas de fases del estator del generador

Una falla de fase en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la máquina, así como a las flechas y el acoplamiento. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy

costosos; por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se INTERRUMPE cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos [7].

Las unidades generadoras grandes usan protección de alta rapidez para detectar estas severas fallas en el devanado del estator y minimizar el daño. El uso de métodos de rápida desexcitación puede ser justificable para producir el decremento rápido de las corrientes de falla [7].

2.2.3. Falla de tierra en el campo

Debido a que los circuitos del campo funcionan sin puesta a tierra, una sencilla falla a tierra no originará ningún daño o afectará el funcionamiento del generador en forma alguna. Sin embargo, la existencia de una sencilla falla a tierra aumenta la resistencia a tierra en otros puntos del arrollamiento del campo cuando se inducen tensiones en este por transitorios en el estator. De este modo, se aumenta la probabilidad de que ocurra una segunda falla a tierra, lo cual pone en derivación parte del arrollamiento de campo y se aumenta la corriente a través de la parte restante y se desequilibran los flujos del entrehierro y así las fuerzas magnéticas en los lados opuestos del rotor [20].

Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas las cuales dan como resultado vibración y daño de la máquina. Una tierra en el campo también produce calentamiento del hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas, las que dan como resultado temperaturas desbalanceadas que pueden causar vibraciones dañinas. Dentro de la industria las prácticas de disparo para relés de tierra en el campo no están bien establecidas. Algunas empresas disparan, mientras que otras prefieren alarmar, arriesgando así tener una segunda falla a tierra y mayor daño [7].

2.2.4. Falla a tierra en el devanado del estator

Este tipo de falla guarda una íntima relación con las prácticas de puesta a tierra del generador, por dicha razón es importante analizar previamente este concepto.

En la práctica los generadores son aterrizados con diferentes métodos, en general al hacerlos varían desde un aterrizaje sólido, a través de resistores, y otros, pero por lo general los más comunes son la puesta a tierra de alta y baja impedancia.

A. Puesta a tierra de baja impedancia: La Figura 2.13 ilustra un generador puesto a tierra a través de un resistor o reactor. El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución de la corriente de falla a tierra del generador entre 200 Amps y 150 % de la corriente nominal del generador. La puesta a tierra de baja impedancia es generalmente usada cuando unidades generadoras múltiples donde son operadas sobre un bus común o cuando están directamente conectadas a buses de carga sin una transformación de tensión, proporcionando así la fuente de tierra para el sistema [7].

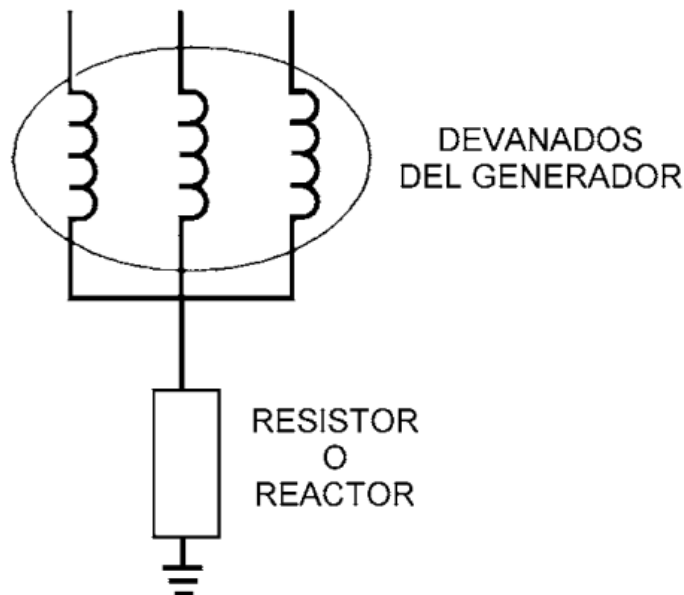


Figura 2.13: Puesta a tierra de baja impedancia [7].

B. Puesta a tierra de alta impedancia: La Figura 2.14 ilustra un generador puesto a tierra utilizando un transformador de distribución con un resistor secundario. Este método de puesta a tierra permite que las corrientes de falla a tierra sean reducidas a bajos niveles, típicamente 5-25 Amperes. Es usada en generadores conectados en forma unitaria [7].

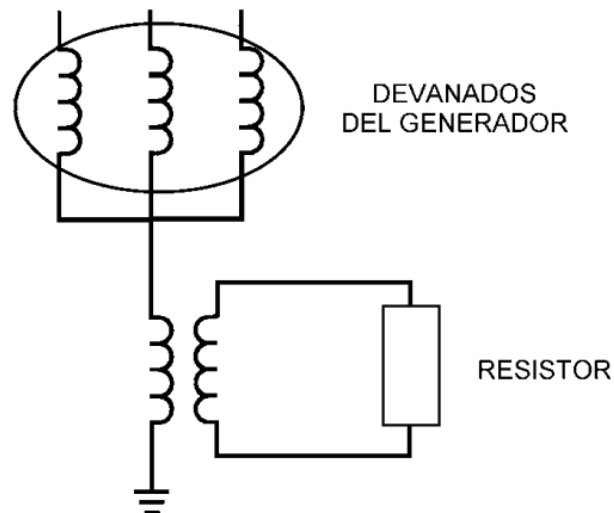


Figura 2.14: Puesta a tierra de alta impedancia [7].

De lo expresado se concluye que este tipo de falla y las medidas a adoptar dependerá del tipo de puesta a tierra seleccionado.

2.2.5. Falla por frecuencia anormal

Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de las cargas conectadas, y todas las pérdidas de potencia real en el sistema. Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema. Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, o que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente [7].

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

- a. La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema [7].
- b. La condición de sobre frecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema [7].

2.2.6. Falla por sobreexcitación y sobretensión

La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites de diseño [7]. Las normas ANSI/IEEE han establecido los siguientes límites:

- Generadores 1.05 pu (En base del generador)
- Transformadores 1.05 pu (En base del secundario del transformador) a carga nominal, f.p. de 0.8 ó mayor: 1.1 pu (En base del transformador) sin carga [7].

Estos límites se aplican, a menos que otra cosa sea establecida por el fabricante del equipo. Cuando estas relaciones de V/Hz son excedidas, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relés de V/Hz para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Típicamente, esta protección es independiente del control V/Hz en el sistema de excitación. Una

sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. No puede confiarse en la protección V/Hz para detectar todas las condiciones de sobretensión. Si la sobretensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de V/Hz ignorará el evento debido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar un relé de sobretensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos [7].

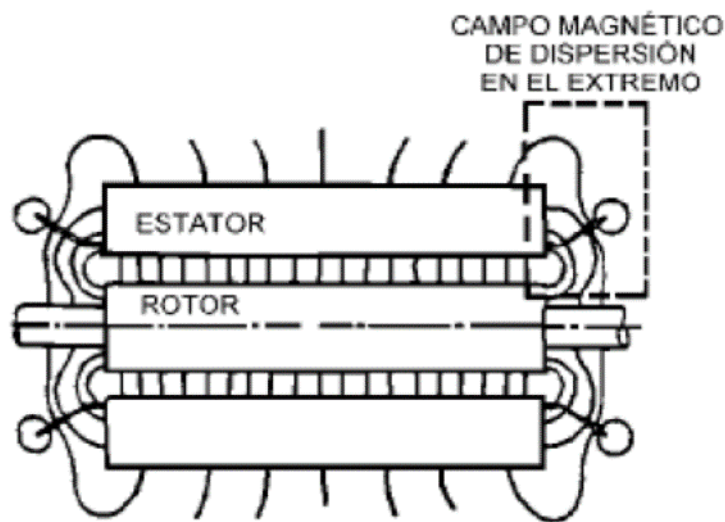


Figura 2.15: Representación del flujo magnético de dispersión presentado en una falla por sobreexcitación. [21]

La Figura 2.15 es una sección transversal axial de un turbogenerador, que muestra los campos magnéticos principal y de dispersión. Los campos magnéticos de dispersión son más dañinos en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes de Eddy en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo. Esto da como resultado pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes. La Figura 2.16 muestra una construcción típica para el extremo de un núcleo de estator de generador [7].

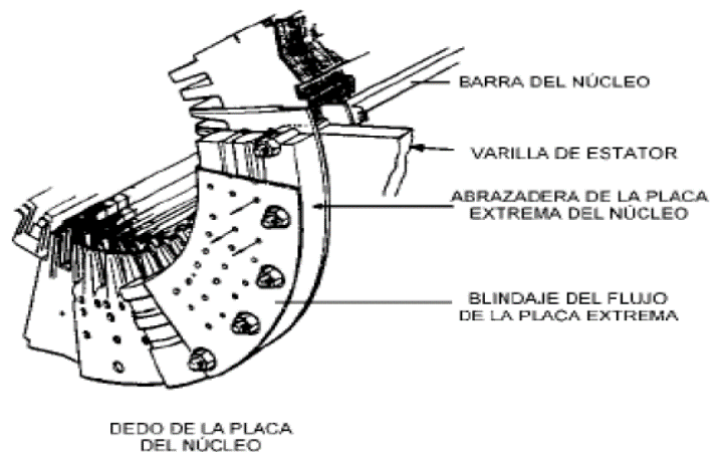


Figura 2.16: Construcción del extremo típico de un núcleo de estator de generador [7].

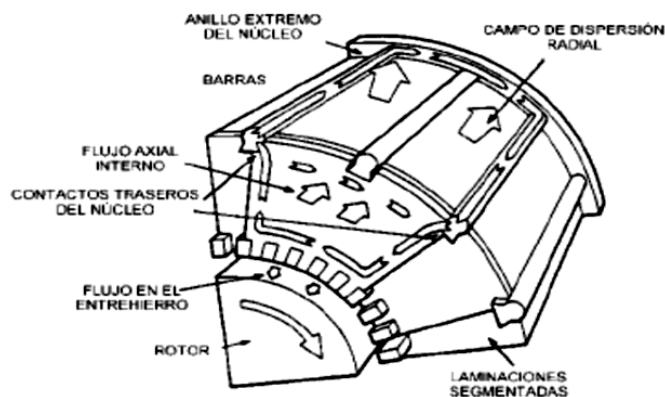


Figura 2.17: Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del núcleo [7].

Además de las altas temperaturas, las corrientes de Eddy también causan tensiones Inter laminaciones, las cuales podrían degradar aún más el aislamiento. La Figura 2.17 muestra estas trayectorias de corrientes [7].

2.2.7. Falla por pérdida de señal en el transformador de potencial

En generadores grandes, es práctica común usar dos o más grupos de transformadores de potencial (TP's) en la zona de protección del generador. Los TP's están normalmente conectados en estrella a tierra-estrella a tierra,

normalmente tienen fusibles secundarios y posiblemente fusibles primarios. Estos TP's son usados para proporcionar potencial a los relés de protección y al regulador de tensión. Si se funde un fusible en los circuitos de los TP's, las tensiones secundarias aplicadas a los relés y al regulador de tensión serán reducidas en magnitud y desplazadas en ángulo de fase. Este cambio en la señal de tensión puede causar la operación incorrecta de los relés y que el regulador sobreexcite al generador. Típicamente, los esquemas de protección tales como 21, 32, 40 y 51V son afectados y normalmente son bloqueados cuando se pierde potencial. Si los TP's que pierden potencial alimentan al regulador, su control se debe transferir a operación manual, a otro regulador o a otros TP's, lo que sea apropiado para evitar el desbocamiento [7].

2.2.8. Falla por pérdida de campo

Un generador sincrónico requiere tensión y corriente de C.D. adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo: excitadores de C.D. rotatorios con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotatorios sin escobillas y excitadores estáticos. La curva de capacidad del generador (Remítase a la Figura 2.18) proporciona un panorama de las operaciones de la máquina síncrona. Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen en esta área una estabilidad baja o reducida. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio desde operación normal sobreexcitado a operación subexcitado ante la pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado [7].

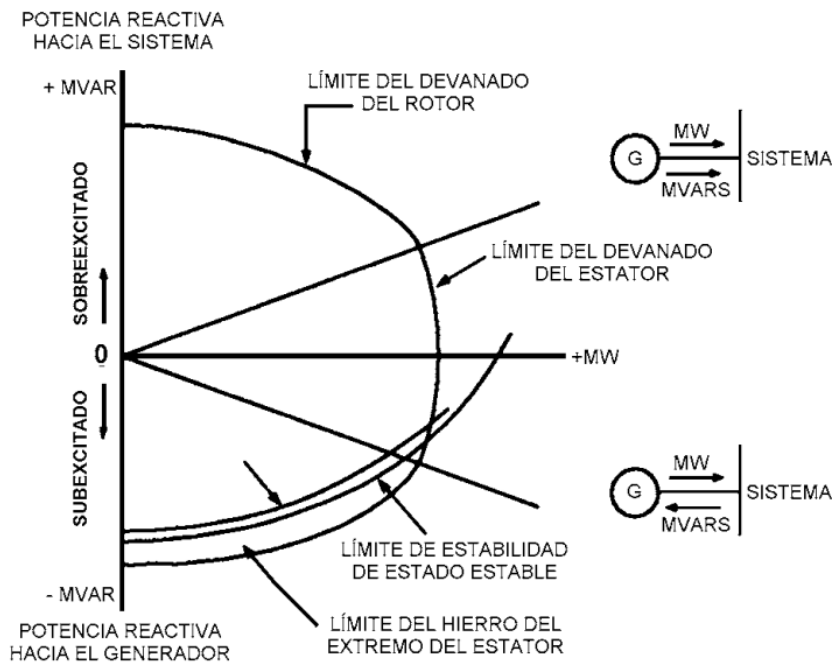


Figura 2.18: Curva de capacidad generador [7].

La curva de capacidad del generador muestra los límites de operación del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator. El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador. El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con subexcitación [7].

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación [7].

2.2.9. Falla por pérdida de sincronismo

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en la flecha. Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper la flecha. Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la flecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de la flecha. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados [7].

La mejor forma para visualizar y detectar el fenómeno de pérdida de sincronismo es analizar las variaciones en el tiempo de la impedancia aparente como es vista en las terminales del generador o en las terminales de alta tensión del transformador elevador. Esta trayectoria de la impedancia aparente depende del tipo del gobernador, del sistema de excitación de la unidad y del tipo de disturbio que inició la oscilación. Esta variación en la impedancia puede ser detectada por relés de distancia tipo Mho [7].

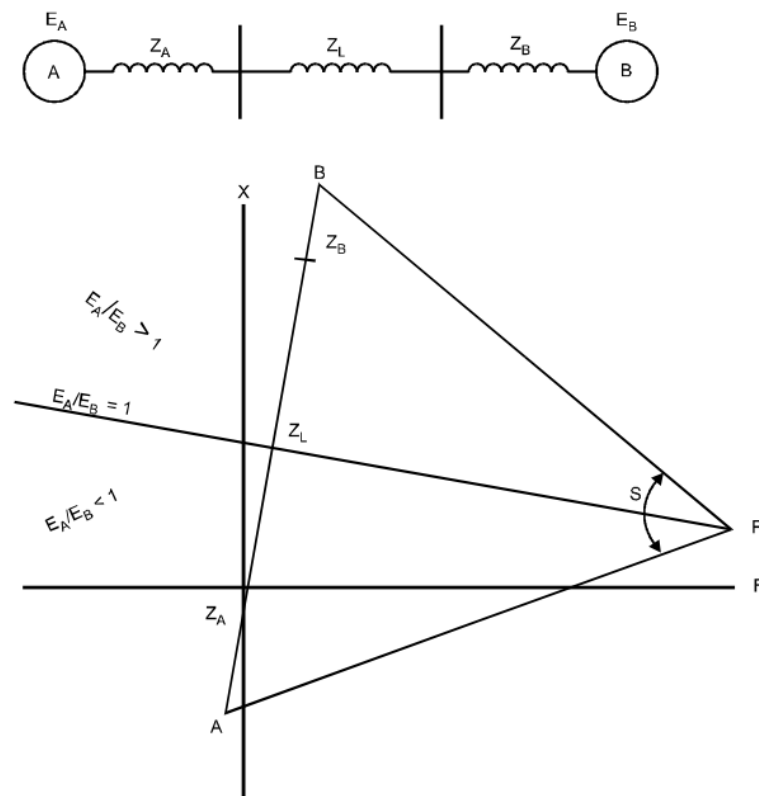


Figura 2.19: Trayectoria de impedancia de pérdida de sincronismo usando procedimientos gráficos simplificados [7].

Una visualización simple de estas variaciones en la impedancia aparente durante una condición de pérdida de sincronismo es ilustrada en la Figura 2.19.

2.2.10. Falla por desbalance de corriente (Secuencia negativa)

Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas a un generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas), cargas desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema, y circuitos abiertos. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador. Note que en generadores con transformadores elevadores conectados en delta- estrella, una falla fase a tierra en el sistema sobre el lado de la estrella en alta tensión es vista por el generador como una falla fase-fase. La falla fase a tierra del generador no crea tanta corriente de secuencia negativa para las mismas condiciones como la falla fase-fase. La

condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra. Si la condición de conductor abierto no es detectada representa una seria amenaza al generador puesto que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo del rotor, aún a niveles bajos de la corriente de carga [7].

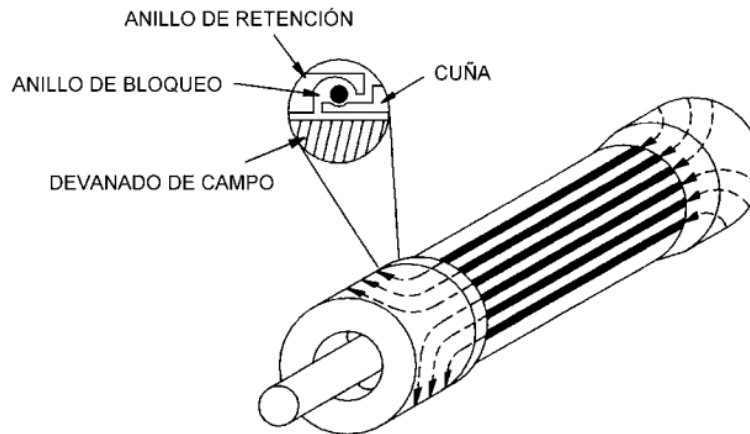


Figura 2.20: Corrientes en la superficie del rotor [7].

La Figura 2.20 muestra la forma general del rotor. Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor. Los extremos de las bobinas son soportados contra fuerzas centrífugas por anillos de retención de acero los cuales están fijados alrededor del cuerpo del rotor. El efecto piel causa que las corrientes de doble frecuencia sean concentradas en la superficie de la cara del polo y dientes. Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizadas cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo largo de la superficie hacia los anillos de retención. La corriente entonces fluye a través del contacto metal a metal a los anillos de retención al rotor y ranuras. Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo [7].

2.2.11.Falla por energización inadvertida del generador

La energización inadvertida o accidental de grandes generadores-turbina ha ocurrido lo suficientemente frecuente dentro de la industria en años recientes para

llegar a ser un tema preocupante. Cuando un generador es energizado mientras esta fuera de línea y girando, o rodando hacia el paro, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina [7].

En la Figura 2.21 se ilustra el esquema unifilar de una configuración típica de una subestación asociada al generador. Estos diseños de subestaciones proporcionan suficiente flexibilidad para permitir que un interruptor de generador de alta tensión (A ó B) sea sacado de servicio sin también requerir que la unidad sea removida de servicio. Las cuchillas desconectadoras de los interruptores (no mostradas) están disponibles para aislar al interruptor para reparación. Cuando la unidad está fuera de línea, sin embargo, los interruptores del generador (A y B) son generalmente regresados a servicio como interruptores de bus para completar una fila en una subestación de interruptor y medio o completar un bus en anillo. Esto da como resultado que el generador sólo está aislado del sistema únicamente a través de una cuchilla desconectadora de alta tensión (SI) [7].

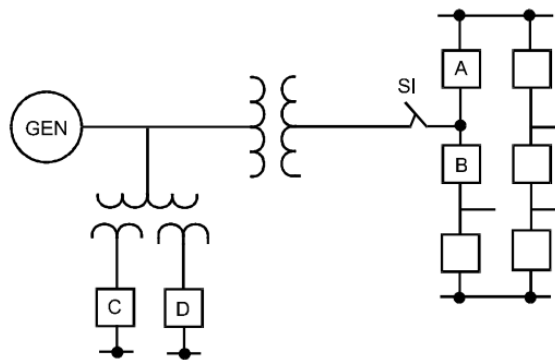


Figura 2.21: Subestación típica de interruptor y medio [7].

Los hidro generadores son máquinas de polos salientes y están provistos normalmente con devanados de amortiguamiento en cada polo. Estos devanados de amortiguamiento podrían o no podrían no estar conectados juntamente. La energización inadvertida podría crear suficiente par en el rotor para producir alguna rotación. Más importante la capacidad térmica del devanado de amortiguamiento, especialmente en el punto de conexión a los polos de acero, podrían no ser adecuado para las corrientes resultantes. El calentamiento de los puntos de

conexión, combinado con la deficiente ventilación, creará daño rápidamente. Puesto que el diseño de los hidro generadores es único, cada unidad necesita ser evaluada para ver los efectos dañinos de la energización inadvertida [7].

CAPÍTULO 3

PROTECCION ELECTRICA DEL GENERADOR

3.1. EQUIPOS ASOCIADOS A LAS PROTECCIONES

3.1.1. Transformador de medida

En esencia, un transformador se compone de dos o más devanados acoplados por medio de un flujo magnético mutuo. Si uno de estos devanados, el principal, se conecta a una fuente de voltaje alterna, se producirá un flujo alterno cuya amplitud dependerá del voltaje principal, de la frecuencia del voltaje aplicado y del número de vueltas. El flujo mutuo se vinculará con el otro devanado, el secundario e inducirá un voltaje dentro del mismo cuyo valor dependerá del número de vueltas en el devanado secundario, así como de la magnitud del flujo mutuo y de la frecuencia. Al proporcionar de forma adecuada el número de vueltas en el devanado primario y secundario, es posible obtener casi cualquier relación de voltaje o relación de transformación [6].

Como los valores de voltaje y corriente existentes en sistema de potencia son demasiado grandes, su medida no se puede hacer en forma directa. Es por esto que se usan los transformadores de medida que reproducen una imagen proporcional, de la magnitud eléctrica del sistema potencia, y además sirven para aislar los circuitos secundarios (equipos de control, protección y medida) de los altos voltajes de los circuitos primarios; suministran a los equipos mencionados con valores apropiados de corriente y voltaje (generalmente de 1A a 5A para las bobinas de corriente y 120 V para las bobinas de voltaje [20].

La denominación, transformador de medida es genérica, pues son utilizados tanto para dispositivos de medición como de protección y en función de su utilización se clasifican en:

- Transformadores de Corriente (TC).
- Transformadores de Potencial (TP).

3.1.1.1. Transformadores de Corriente (TC)

El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión, puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia donde está instalado y aun teniendo en cuenta la carga que se conecta al secundario. Los TC usados para medida son diferentes a los TC usados para protección, tanto en su clase de precisión, como en la carga del secundario. Los TC de medida debe trabajar lo más exactamente posible bajo condiciones normales de operación. Los TC de protección debe operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores varias veces mayores que la corriente nominal [20].

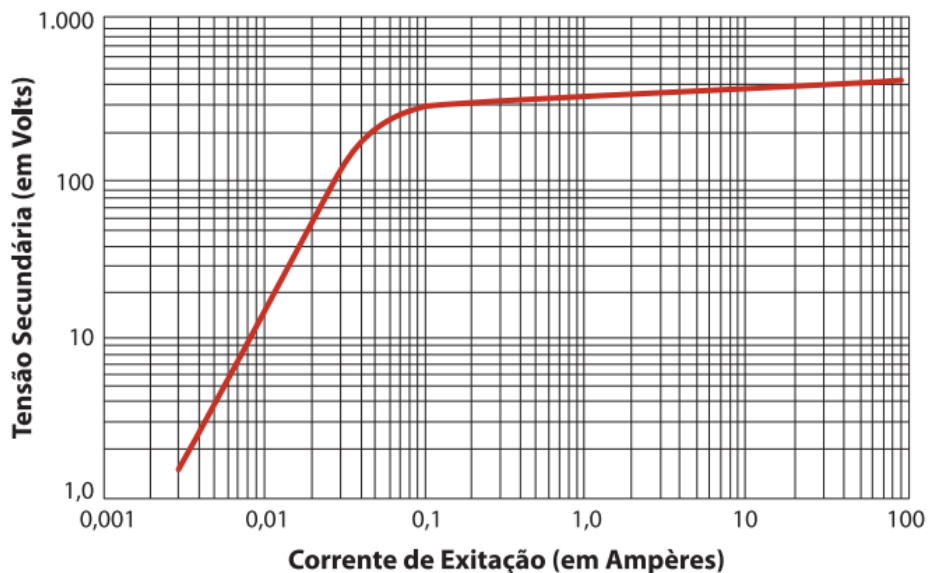


Figura 3.1: Curva de saturación del TC [22].

Los TC pueden llegar a saturarse por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, debe ponerse cuidado para asegurar que bajo condiciones de falla críticas los TC operen en la porción lineal de la curva de magnetización (véase Figura 3.1), en todos estos casos el TC debe ser capaz de suministrar suficiente corriente para que el relevador opere satisfactoriamente [20].

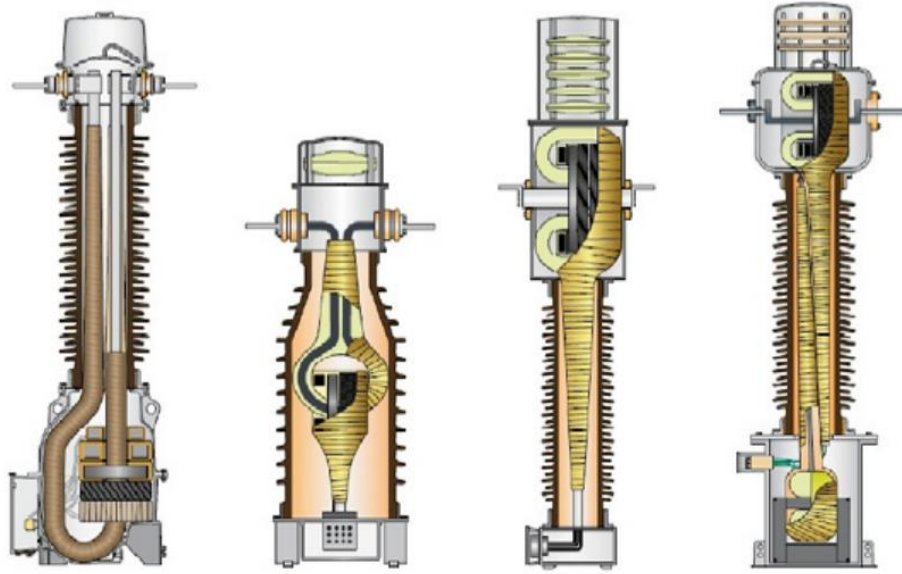


Figura 3.2: Diferentes tipos de TC [22].

3.1.1.1.1. Características principales de los TC

- En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), la corriente secundaria no sufre cambios apreciables.
- El circuito secundario de un TC no debe ser abierto si el primario se halla energizado, puesto que los voltajes desarrollados serían limitados únicamente por la impedancia de la rama de magnetización y pueden ser demasiado altos.
- Los errores de relación y ángulo de fase pueden calcularse fácilmente si la característica de magnetización y la impedancia de carga son conocidas [20].

3.1.1.1.2. Carga nominal

Es la impedancia del circuito secundario en ohms y a un factor de potencia determinado, debido a los relevadores y a las conexiones entre el TC y los relevadores. La carga "burden" es usualmente expresada en potencia aparente absorbida al factor de potencia especificado y a la corriente secundaria nominal; el valor nominal corresponde a aquella que cumple con los requerimientos de precisión especificados.

Valores normalizados: 2.5, 5.0, 10, 15 y 30 VA. Se pueden seleccionar valores más altos de acuerdo a su aplicación. Valores normalizados ANSI C57.13 para TC de protección con corriente secundaria de 5A: 25, 50, 100, 200 VA [20].

3.1.1.2. Transformadores de Potencial (TP)

Continuando con los transformadores de medida, se presenta a continuación el transformador de potencial TP, en los cuales el voltaje del devanado secundario debe ser proporcional al voltaje del devanado primario. Para obtener esto, los TP son diseñados de tal manera que las caídas de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo en el núcleo este por debajo del valor de saturación así que la corriente de magnetización es pequeña; en esta forma, la impedancia de magnetización es obtenida y es prácticamente constante sobre el rango de voltaje requerido [20].



Figura 3.3: Diferentes tipos de TP [22].

El voltaje secundario es de 115 o 120 V con los valores línea-neutro correspondientes. La mayoría de los relevadores de protección tienen voltajes

nominales de 120 o 69 V, dependiendo de si su conexión es línea-línea o línea-neutro [20].

3.1.1.2.1. Características principales de los TP

Los TP tienen las siguientes finalidades:

1. Aislar el circuito secundario (baja tensión) del circuito primario (alta tensión).
2. Reproducir lo más fielmente posible en el circuito secundario los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito primario.
3. Entregar en el secundario, un voltaje proporcional al voltaje primario a una potencia máxima dada en VA y dentro de ciertos errores límites especificados.
4. Estar capacitados para sostener una carga de 10 veces su potencia nominal sin exceder los valores críticos de temperatura.
5. El devanado primario se conecta en paralelo con el sistema en conexión fase-fase para tensiones menores de 34.5 kV; para tensiones mayores es fase-tierra según las necesidades [20].

3.1.1.2.2. Tipos de TP

- **TP inductivos:** está construido de una o más unidades electromagnéticas, cuya relación de transformación es definida primordialmente por la relación de espiras de sus arrollamientos, tanto primaria como secundaria montada sobre el mismo núcleo, semejante a los transformadores de potencia [22].
- **TP Capacitivos:** está compuesto por un divisor capacitivo, cuyas células que formar el condensador son conectadas en serie y en conjunto, quedando inmerso dentro del interior del envoltorio de porcelana. El divisor capacitivo es conectado entre fase y tierra, esa derivación intermedia alimenta una unidad electromagnética de media tensión que está compuesto por los siguientes partes: Transformador de potencial inductivo, reactor de compensación ajustable para controlar el desfasaje, y una carga en el secundario [22]. Los detalles de lo expuesto se ven en la Figura 3.4.

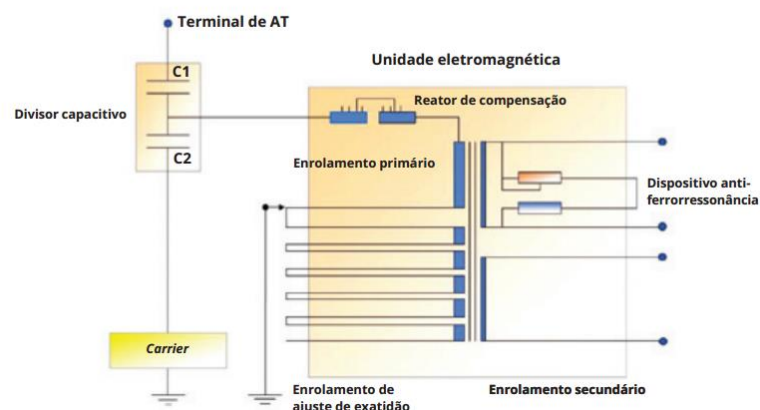


Figura 3.4: Diagrama eléctrico de un TP capacitivo [22].

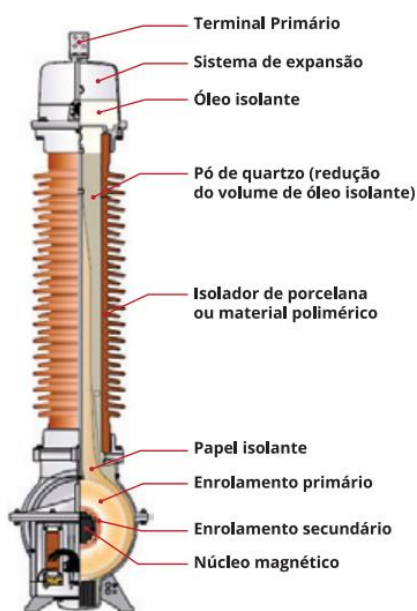


Figura 5 – Diagrama constructivo de transformador de potencial inductivo

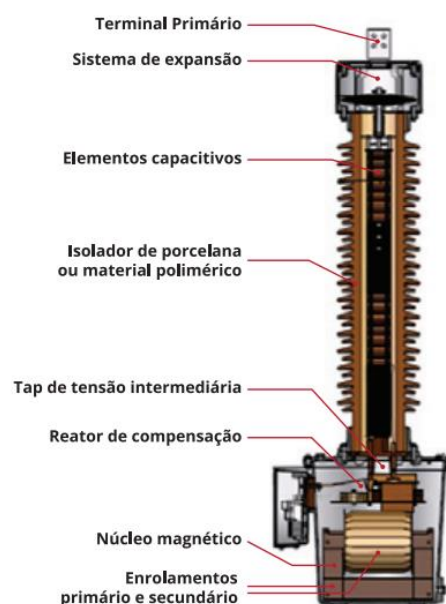


Figura 6 – Diagrama constructivo de transformador de potencial capacitivo

Figura 3.5: Comparación entre los tipos de TP [22].

3.1.2. Relevadores de protección (Relés)

(...) el relé es un dispositivo por medio del cual un equipamiento eléctrico es operado cuando se producen variaciones en las condiciones de este equipo o de otro del circuito conectado a él, o a otro equipo asociado. Se define también al relé como un dispositivo cuya función es detectar en las líneas o equipos defectuosos,

peligrosos o indeseable e iniciar convenientemente maniobras de despeje o dar aviso adecuado [23].

3.1.2.1. Clasificación de los relevadores

Los relevadores de protección pueden clasificarse de acuerdo con la función que ellos pueden realizar, su construcción, con la señal de entrada y con el tipo de funcionamiento [20].

3.1.2.1.1. De acuerdo a su función general

Debida a la importancia que representa esta clasificación para el presente proyecto, se describen brevemente cada función:

a. Relevadores de protección

Un relevador de protección es un dispositivo que censa cualquier cambio en la señal que está recibiendo, usualmente desde una fuente de corriente o de voltaje. Si la magnitud de la señal de entrada está por fuera de un rango preajustado, el relevador operará, para cerrar o abrir contactos eléctricos para iniciar alguna operación, es decir, detectan defectos en líneas y equipos, o condiciones peligrosas o inestables. Pueden iniciar o permitir la operación de un interruptor o simplemente dar una alarma [20].

b. Relevadores de monitoreo

Verifican condiciones de un sistema eléctrico o en el sistema de protección mismo, incluyen detectores de fallas, unidades de alarma, relevadores para monitorear canales, verificar sincronismo, fase o circuitos (secuencia de fases) [20].

c. Relevadores auxiliares.

Operan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación para suplir otro relevador o dispositivo. Incluyen temporizadores, relevadores de contacto múltiple, relevadores receptores, relevadores de apertura definitiva, relevadores de cierre y relevadores de disparo [20].

d. Relevadores de control o reguladores.

Controlan características básicas que deben permanecer dentro de ciertos límites. Funcionan mediante equipo suplementario para restaurar la cantidad a los límites prescritos [20].

e. Relevadores de programación.

Establecen o detectan secuencias eléctricas, para recierre y sincronización.

3.1.2.1.2. De acuerdo a su construcción

- Relevadores electromagnéticos o electromecánicos.
- Relevadores de estado sólido.
- Relevadores de porcentaje.
- Relevadores de producto.
- Relevadores a base de microprocesadores (IED)
- Relevadores computarizados.
- Relevadores no eléctricos (térmicos, de presión, etc) [20].

El IED agrupa una serie de funciones configurables para la protección, basados en microprocesadores, para el presente trabajo estos representan mayor interés y se describen con mayor detalle en la sección 3.1.3.

3.1.2.1.3. De acuerdo a la señal de entrada

- Relevadores de corriente (de sobrecorriente o de baja corriente).
- Relevadores de voltaje (de sobrevoltaje o de bajo voltaje).
- Relevadores de potencia (de sobre potencia o de baja potencia).
- Relevadores de frecuencia (de sobre frecuencia o de baja frecuencia).
- Relevadores de temperatura (operan de acuerdo a una temperatura predeterminada en el componente protegido).
- Relevadores de presión (de sobrepresión o de baja presión),
- Relevadores de velocidad (alta o baja) [20].

3.1.2.1.4. De acuerdo al tipo de protección

- Relevadores de sobrecorriente.
- Relevadores de sobrecorriente de CA (operan de acuerdo a la relación de fase entre cantidades de CA).

- Relevadores de distancia (operan de acuerdo a la distancia entre el transformador de corriente del relevador y la falla. La distancia es medida en términos de Z, X o R.
- Relevadores diferenciales (operan de acuerdo a la diferencia escalar o vectorial entre dos cantidades de corriente o de voltaje.
- Relevadores de potencia inversa.
- Relevadores de tiempo inverso.
- Relevadores de tiempo definitivo.
- Relevadores de bajo voltaje.
- Relevadores de tierra.
- Relevadores de fase (segregada).
- Relevadores de comparación de fase.
- Relevadores de comparación direccional.
- Relevadores direccionales de CC (operan de acuerdo a la dirección de la corriente y son modelos de bobina móvil) [20].

3.1.3. Dispositivos electrónicos inteligentes



Figura 3.6: Dispositivo electrónico inteligente

En el contexto de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS), el término Dispositivo electrónico inteligente se utiliza para indicar un dispositivo de control o monitoreo en una subestación que está equipada con un microcontrolador moderno y una interfaz de comunicación. En el contexto de IEC 61850, IED simplemente significa un dispositivo que implementa uno de los protocolos de comunicación IEC 61850 [24].

La definición estándar de la industria de un IED es "Cualquier dispositivo que incorpore uno o más procesadores con capacidad para recibir o enviar datos / control desde o hacia una fuente externa (por ejemplo, medidores electrónicos multifunción, digitales relés y controladores) " [25].

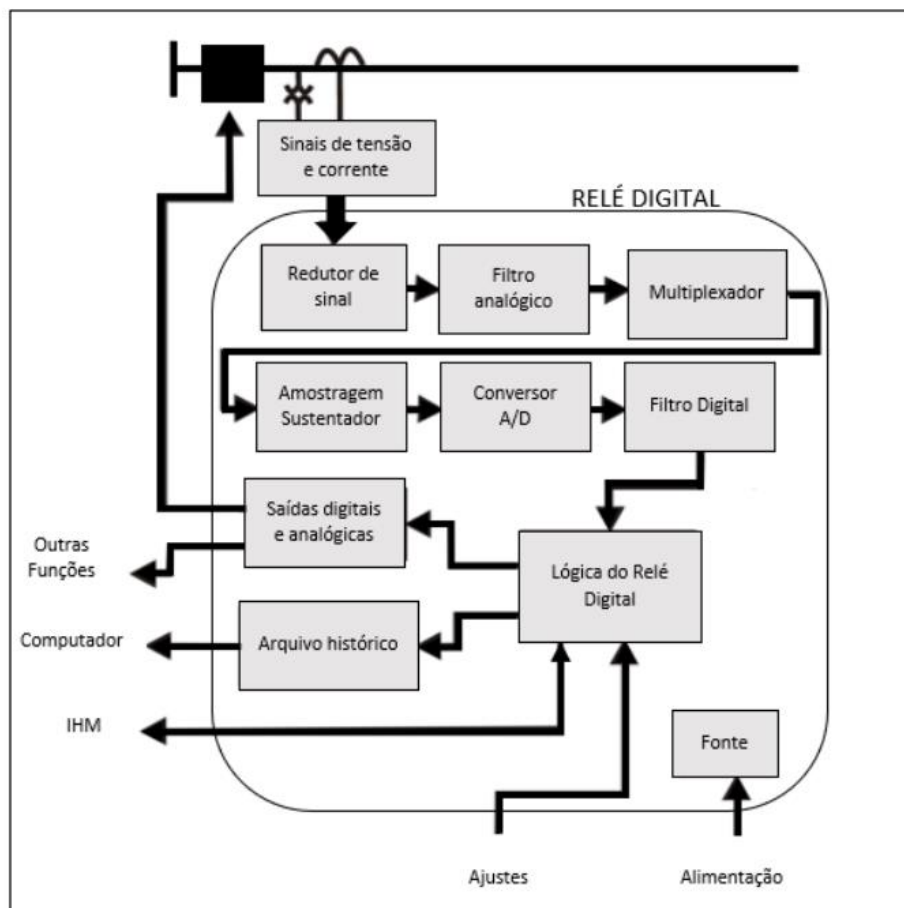


Figura 3.7: Bloques lógicos de un relé digital

El IED trae un panel de relés con muchos relés electromecánicos de función única, interruptores de control, cableado extenso y mucho más en una sola caja [26].

Además, el IED maneja características adicionales como monitoreo de circuito externo y propio, sincronización en tiempo real del monitoreo de eventos, acceso a datos locales y de subestaciones, funcionalidad de controlador lógico programable y una gama completa de herramientas de software para puesta en servicio, pruebas, informes de eventos y análisis de fallas [26].

Los IED son dispositivos que pueden conectarse a una LAN y comunicarse con otros dispositivos a través de la LAN y tienen capacidades de procesamiento. En la actualidad, hay disponible una gran cantidad de IED, siendo los IED de relé los más utilizados para fines de automatización. Sin embargo, el medidor inteligente utilizado para la automatización del hogar es un IED y también lo es un controlador lógico programable (PLC) utilizado para la automatización [26].

3.1.3.1. Diferencias entre relés estáticos e IED

3.1.3.1.1. Relés estáticos

El término estático se refiere a que el relé no tiene partes móviles. No es estrictamente el caso para un relé estático ya que los contactos de salida son generalmente relés mecánicos. En un relé de protección el término estático se refiere a que el relé no utiliza partes móviles para crear la característica del relé.

Su diseño está basado en el uso de elementos electrónicos análogos en vez de bobinas e imanes para crear la característica del relé. Las primeras versiones utilizaron elementos discretos como transistores y diodos en conjunto con resistencias, condensadores, inductores, etc., pero los avances de la electrónica permitieron el uso de circuitos integrados lineales y digitales en las versiones posteriores para el procesamiento de las señales e implementación de funciones lógicas [27].

3.1.3.1.2. Relés digitales y relés numéricos

Los relés digitales introdujeron un cambio importante de tecnología. Los circuitos análogos utilizados en los relés estáticos, fueron remplazados por microprocesadores y microcontroladores. para implementar las funciones de los

relés. Comparados con los relés estáticos, los relés digitales utilizan conversión análoga/digital (A/D) de todas las variables análogas medidas.

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado.

La continua reducción en el costo de los microprocesadores y de los elementos digitales asociados, lleva naturalmente a que un solo equipo es utilizado para proveer un rango de funciones que anteriormente eran implementadas por equipos separados [27].

3.1.3.2. Tipos de IED

3.1.3.2.1. Relés funcionales

Los relés digitales (a veces llamados relés de computadora, relés numéricos o relés basados en microprocesador) son dispositivos que aceptan entradas y las procesan usando algoritmos lógicos para desarrollar salidas dirigidas a tomar decisiones que resulten en comandos de disparo o señales de alarma. Al principio, este tipo de relé fue diseñado para reemplazar los relés de protección electromecánicos o electrónicos existentes y algunos años más tarde también se extendieron para su uso en funciones de control y monitoreo [28].

3.1.3.2.2. Unidades digitales integradas (multifuncionales)

Se han desarrollado unidades digitales integradas (también llamadas relés multifuncionales) para mejorar la eficiencia del sistema secundario de la subestación disminuyendo el costo total del activo agregando, en un elemento, varias funciones como protección, control, monitoreo y comunicación. Este tipo de dispositivo se usa ampliamente, en particular, para subestaciones de media tensión donde la disponibilidad requerida no es un aspecto crítico [28].

3.1.3.3. Funciones avanzadas de los IED

3.1.3.3.1. Función de protección que incluye estimación fasorial

La función de protección es la función principal de un relé IED, ya que los IED son principalmente la mejora de los relés basados en microprocesador. Hay enormes mejoras en los nuevos IED como principios de medición más precisos y se requieren menos equipos auxiliares. Los TC auxiliares se pueden eliminar en un relé diferencial de transformador, ya que el nuevo relé tiene una función de corrección de desajuste de TC, ya que las corrientes primarias originales del transformador están disponibles para un análisis adicional en un relé IED moderno. De manera similar, con técnicas adecuadas y algoritmos de comparación numérica, los problemas de desajuste de TC, irrupción y saturación de TC se pueden resolver sin dispositivos externos [25].

Los siguientes módulos de procesamiento de datos constituyen el relé numérico generalizado:

- Aislamiento y escalado de señales analógicas
- Filtrado anti-aliasing analógico
- Conversión de analógico al digital
- Algoritmo de estimación fasorial
- Algoritmo de relé y lógica de disparo [25]

3.1.3.3.2. Lógica programable y control de interruptores

Un IED de relé moderno elimina el uso de controladores lógicos programables (PLC) externos, ya que el IED puede manejar entradas y salidas lógicas de las funciones de protección, que se pueden conectar a flip flops y / o puertas del IED directamente [25].

3.1.3.3.3. Medición y análisis de calidad de energía

Las capacidades de medición de los IED se volvieron aceptables para las empresas de energía rápidamente y se logró un importante ahorro de costos al combinar la función de medición sin ingresos en los IED. Cabe señalar que los TC y TP primarios con fines de protección pueden no ser lo suficientemente precisos para la medición de corriente normal para la medición de ingresos. Las funciones de medición normales incluyen medir los valores de la raíz cuadrada media (RMS) de voltaje y corriente y la potencia real y reactiva.

Además de estas funciones básicas, la medición también incluye los valores para la puesta en servicio y las pruebas, y esta característica reduce los tiempos de puesta en marcha y pruebas en el sitio. Los valores medidos son los componentes de secuencia positiva, negativa y cero de los cambios de fase de voltaje y corriente y los valores RMS normales. Los valores de desajuste de fase, diferencial y restricción se pueden calcular fácilmente para acelerar el proceso de puesta en servicio [25].

3.1.3.3.4. Supervisión automática y supervisión de circuitos externos

Los IED tienen capacidades de diagnóstico a nivel de tarjeta para problemas internos, con un software de autocontrol, que puede detectar hasta el 98% de los problemas, como fallas de hardware, fallas de memoria y problemas de suministro de energía. Los IED de hoy en día, además del monitoreo interno, tienen capacidades para el monitoreo de interfaces y el monitoreo de circuitos externos. El monitoreo de la interfaz incluye verificar las entradas a los IED y se puede verificar mediante métodos simples. Por ejemplo, las corrientes de entrada al relé de las tres fases deben sumar hasta tres veces la corriente neutra, si corresponde. Si hay alguna desviación, el canal analógico de alguna de las corrientes podría estar defectuoso. El relé puede bloquear el disparo en falso. El monitoreo del circuito externo incluirá el monitoreo de la bobina del interruptor automático para detectar cualquier interrupción en la ruta de disparo-cierre y también puede indicar una falla en el transformador de instrumentos [25].

3.1.3.3.5. Informe de eventos y diagnóstico de fallas

Los IED de relé eliminan los registradores de fallas digitales porque los IED pueden realizar el registro de formas de onda durante una falla, mientras que los relés electromecánicos no tenían dicha capacidad. La notificación de eventos se puede realizar fácilmente mediante relés IED, eliminando los registradores de secuencia de eventos (SOE). Los IED de relé guardan los datos capturados en la memoria no volátil y los informes de eventos de perturbaciones (activación, disparo y reenganche automático), y los informes de eventos generales, como los cambios de configuración, deben guardarse y administrarse por separado. La marca de tiempo de todos los eventos se realiza mediante los IED, y la sincronización GPS para este propósito y una batería de respaldo para el reloj en tiempo real son esenciales. Los eventos, una vez etiquetados correctamente en el tiempo, se pueden informar en la secuencia correcta en la que ocurrieron, eliminando la secuenciación adicional en la sala de control. Por lo tanto, es fácil realizar un diagnóstico de fallas después de una falla, ya que los valores se guardarán en el IED y se pueden recuperar más tarde, incluso en caso de un apagón [25].

3.1.3.3.6. Herramientas para configuración, puesta en servicio y pruebas

Las herramientas de software fáciles de usar son clave para una mejor planificación, programación, puesta en marcha y prueba de un IED. Las elaboradas posibilidades y funcionalidades de las aplicaciones de un IED solo pueden manejarse mediante un programa de PC intuitivo y fácil de usar. Los IED vienen con herramientas de programación de software flexibles, intuitivas y fáciles de usar controladas por menús para realizar ajustes y configuraciones durante la puesta en servicio. Estos programas fáciles de usar vienen con ajustes predeterminados de fábrica que simplifican el trabajo del personal de puesta en servicio [25].

3.1.3.3.7. Pantalla LCD programable

La pantalla LCD programable es una gran herramienta en la nueva generación de IED. Esto se usa para información gráfica, así como para mostrar texto y se puede cambiar entre los modos gráfico y texto [26].

La Figura 3.8 muestra la pantalla de relés IED. La topología del bus y el disyuntor, incluida aisladores, interruptores de desconexión y muchas más configuraciones se pueden programar usando las herramientas de software en el modo gráfico. El modo de texto de la pantalla LCD se utiliza para la configuración y visualización detallada de los valores de medición en unidades primarias o secundarias [26].

La pantalla LCD se puede cambiar entre los modos de texto y gráficos.

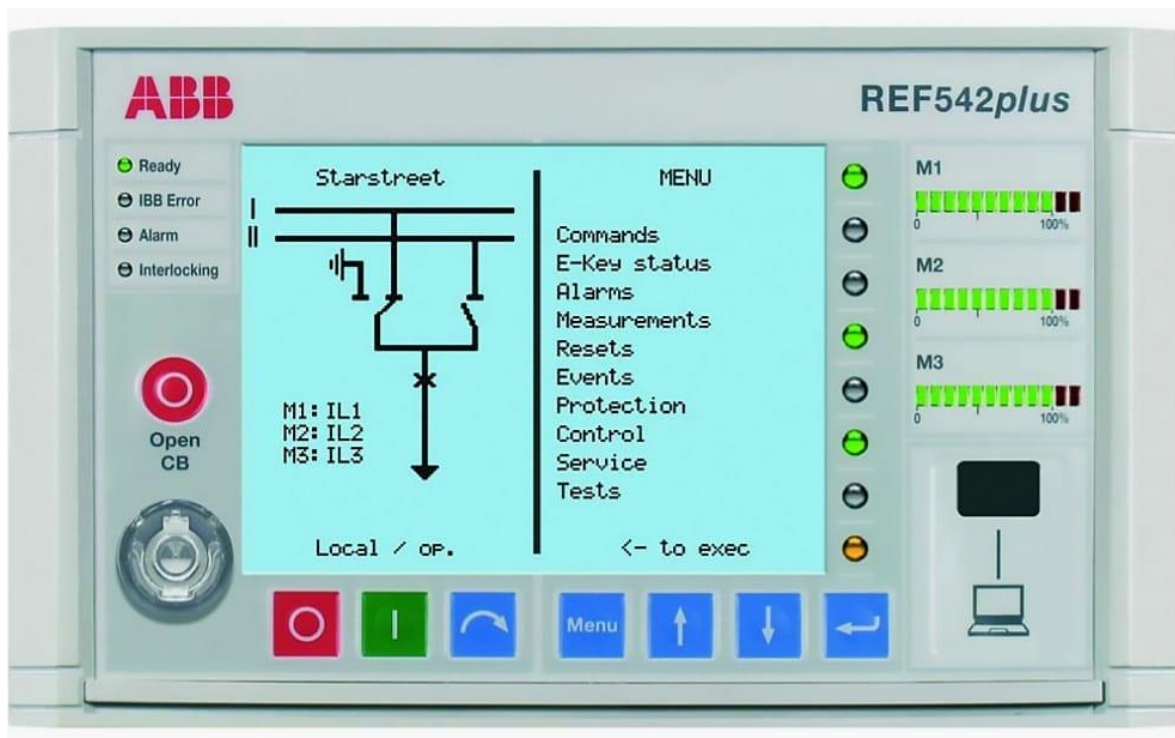


Figura 3.8: Pantalla LCD programable de un relé IED

3.1.3.4. Normalización de los IEDs

La norma IEC61850 para la Automatización de la Subestaciones, que proporcionan interoperabilidad y capacidades avanzadas de comunicaciones en el control de las redes eléctricas.

La tecnología de automatización incluye los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED, por sus siglas en inglés), las plataformas computacionales, los sistemas operativos, las redes de comunicación y las interfaces gráficas de usuario [29].

3.1.4. Interruptores de Potencia

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia [6].



Figura 3.9: Interruptor de potencia [22].

3.1.5. Filosofías del despeje de fallas

3.1.5.1. Disparo Indeseado

Este es más severo en una línea adyacente a la línea fallada (Disparo no selectivo), un buen sistema de protección debe ser capaz de soportarlo. No obedece a una falla real y más bien puede ser el resultado de un sistema de protección mal ajustado o a problemas en servicios auxiliares. En condiciones de alta carga, la pérdida de dos líneas puede hacer perder estabilidad. Se entiende por seguridad de la protección la probabilidad de no tener un disparo indeseado [20].

3.1.5.2. Omisión de disparo durante cortocircuito

Es la peor de las operaciones incorrectas, puede ser ocasionada por fallas del sistema de protección o del interruptor, conlleva a problemas de estabilidad y apagones. Se entiende por fiabilidad de la protección la probabilidad de no tener una omisión de disparo. "Es preferible el disparo indeseado a una omisión de disparo" [20].

3.1.5.3. Zonas de protección

En general, el sistema de potencia se divide en zonas de protección para generadores, motores, transformadores, barras, circuitos de transmisión y distribución como se muestra en la Figura 3.10. La figura muestra un sistema de potencia con las diferentes zonas de protección. Así, se proporciona alguna forma de protección de respaldo para disparar los interruptores adyacentes o zonas aledañas al área problemática. La protección de cada zona es sobrepuesta para eliminar la posibilidad de áreas no protegidas [20].

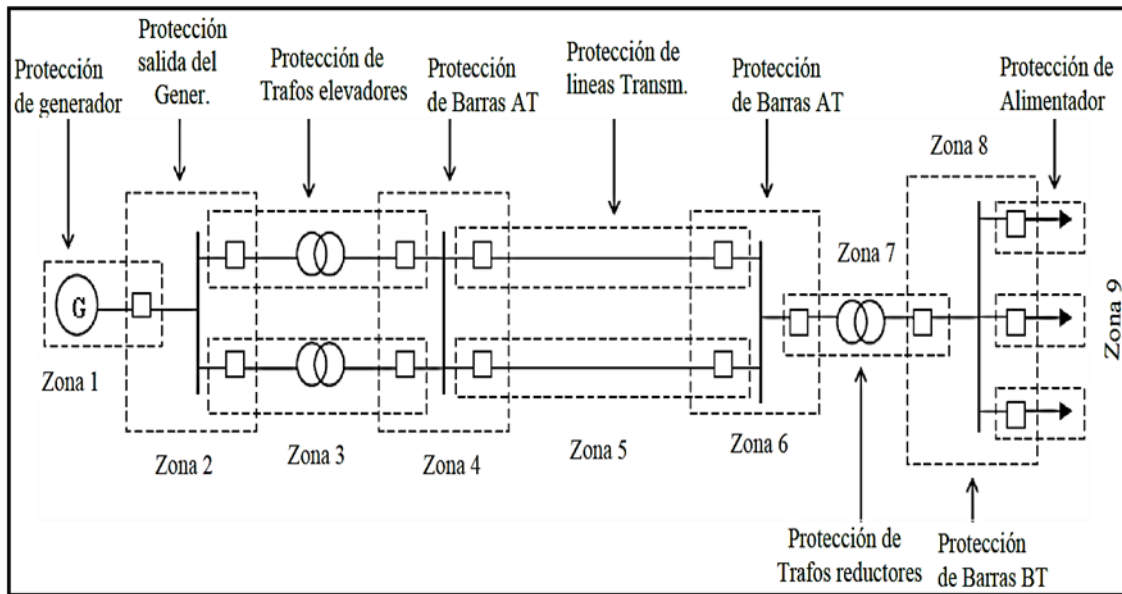


Figura 3.10: Zonas protegidas del sistema de potencia [30]

La filosofía general para el uso de relevadores es dividir el sistema en zonas separadas que pueden ser individualmente protegidas y desconectadas ante la ocurrencia de las fallas, para permitir que el resto del sistema continúe en servicio [20].

En la figura se aprecian las zonas definidas para:

- Zona 1: Generadores o unidad generador-transformador.
- Zona 3 y 7: Transformadores elevadores y reductores.
- Zona 2, 4, 6 y 8: Salida del generador y Barras.
- Zona 5: Líneas de transmisión
- Zona 9: Alimentadores y cargas varias

Dado que el aislamiento durante las fallas se lleva a cabo por medio de interruptores, estos deben insertarse entre el equipo en una zona y cada conexión al sistema.

3.1.5.4. Protección Primaria

Un sistema de protección primaria debe operar cada vez que uno de sus elementos detecte una falla. Ella cubre una zona de protección conformada por uno o más elementos del sistema de potencia, tales como máquinas eléctricas, líneas y barras.

Es posible que para un elemento del sistema de potencia se tengan varios dispositivos de protección primaria. Sin embargo, esto no implica que estos no operarán todos para la misma falla [20].

Si llega el caso en que la protección primaria instalada no opera y la falla persiste, deberá actuar la protección de respaldo que se describe a continuación.

3.1.5.5. Protección de respaldo

Para conseguir el respaldo mencionado, el relevador de protección tiene un elemento de detección que puede ser o no similar al usado por el sistema de protección primaria, pero que también incluye un circuito de tiempo diferido que hace lenta la operación del relevador y permite el tiempo necesario para que la protección primaria opere primero. Un relevador puede proporcionar protección de respaldo simultáneamente a diferentes componentes del equipo del sistema, e igualmente el mismo equipo puede tener varios relevadores de protección de respaldo diferentes. En efecto, es muy común que un relevador actúe como protección primaria para un componente de equipo y como respaldo para otro [20].

3.1.6. Sistema de protección

En esta sección se presentan los conceptos principales sobre protecciones eléctricas.

Los objetivos generales de un sistema de protección se resumen así [20]:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos.
- Reducir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos.
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia (SP), estableciendo vigilancia el 100% del tiempo.
- Detectar condiciones de falla monitoreando continuamente las variables del SP (I , V , P , f , Z).

La Figura 3.11 muestra el proceso que sigue la señal de falla desde que es detectada por los transformadores de medida hasta que se produce el aislamiento de la falla y los equipos que intervienen [20].

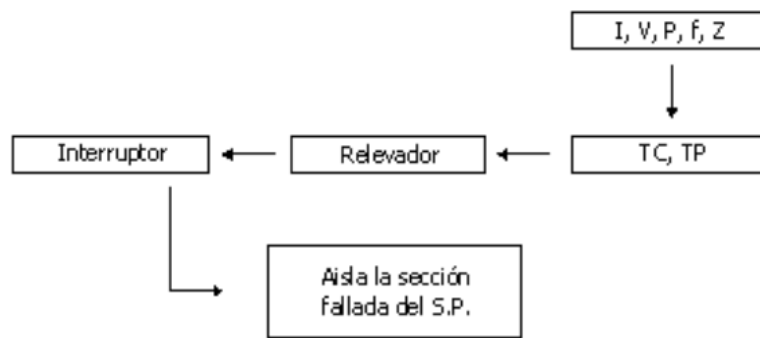


Figura 3.11: Proceso de la señal de falla y los equipos que intervienen [20].

3.1.6.1. Funciones de un sistema de protección

- Aislar las fallas permanentes.
- Minimizar el número de salidas y de fallas permanentes.
- Minimizar el tiempo de localización de las fallas.
- Prevenir daños a los equipos.
- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores.
- Minimizar la probabilidad de falla disruptiva.
- Minimizar los riesgos.

3.1.6.2. Características de los sistemas de protecciones

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales las que se indican a continuación [31]:

A. Fiabilidad

Capacidad del sistema de protección de realizar su función correctamente cuando se le requiera y evitar operación innecesaria o incorrecta durante las fallas [20].

También puede afirmarse que representa la certeza de que la protección opere cuando deba hacerlo (dependabilidad) y así como la certeza de que no opere cuando no le corresponda (seguridad) [31].

Otros autores [32] también mencionan que la fiabilidad engloba dentro de sí varios conceptos entre los cuales se mencionan:

- **Operatividad:** la protección funciona correctamente.
- **Seguridad:** es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.
- **Obediencia:** es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.

Existen otros términos para definir la confiabilidad de un equipo o sistema, como el concepto de dependencia [33]. La seguridad en términos de confiabilidad se refiere a la habilidad de un sistema de protección para no producir falsas operaciones, se hace la aclaración porque el mismo concepto también es utilizado para otras apreciaciones [33].

B. Sensibilidad

Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera. Por ejemplo, en condiciones de mínima generación circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esta falta [32].

C. Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones [31]. La selectividad según el mismo autor se divide en dos tipos:

- **Absoluta:** El despeje se realiza con protecciones principales
- **Relativa:** El despeje se realiza con protecciones de respaldo

Un equipo que aisle zonas no dañadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario. Esta característica se obtiene mediante un diseño apropiado del sistema de protección, teniendo muy en cuenta conceptos como zona de protección y tiempos de disparo [32].

D. Rapidez

Es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean las mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos. Se evitan así los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red. Pero también hay que tener en cuenta que puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe ser estimada para cada aplicación [32].

Las protecciones pueden dividirse en rápidas y ultra rápidas [31].

- Protección rápida ($> 100\text{ms}$): Minimiza el daño o Peligro
- Protección ultra rápida ($< 100\text{ms}$): Minimiza la inestabilidad del sistema

E. Exactitud

La exactitud, se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste. Las desviaciones máximas aceptadas varían entre un 5% y un 10%, según el caso [31].

3.2. PROTECCIONES ASOCIADOS A LOS GENERADORES SÍNCRONOS

La protección eléctrica de los generadores tiene una importancia superior por estar ubicado estos en el centro del proceso de generación de energía eléctrica, por esta razón, existen numerosos relés encargados de su protección, una configuración típica de protección de un generador y su transformador elevador correspondiente se muestra en la Figura 3.12.

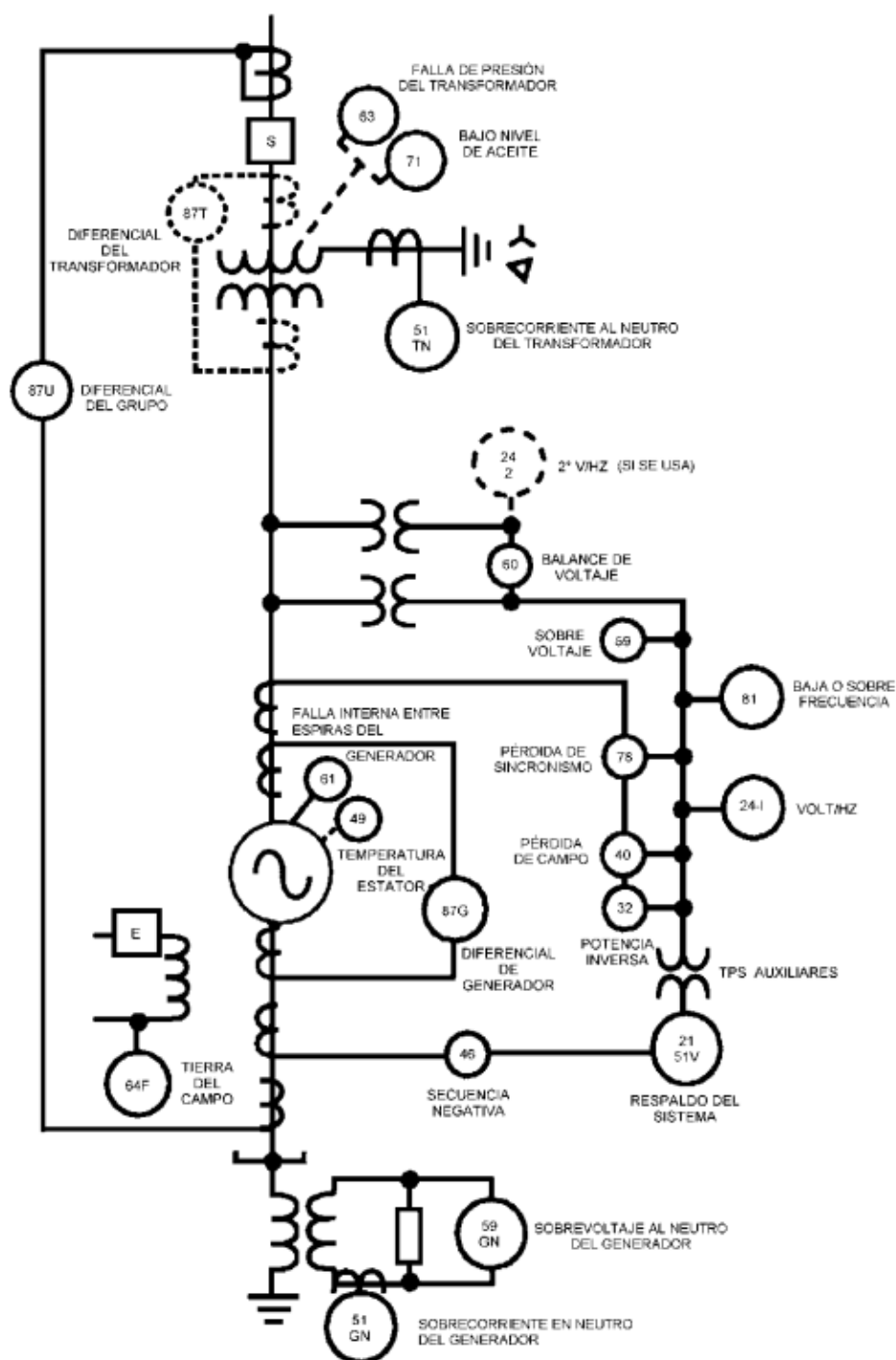


Figura 3.12: Configuración típica para generador-transformador elevador [7].

En los apartados siguientes se describen las principales protecciones utilizadas en unidades generadoras.

3.2.1. Protección diferencial del generador

Se recomienda la protección diferencial longitudinal para máquinas superiores 1 MVA y obligatorio por encima de 10MVA. No solo la potencia, sino la función del generador en el esquema y su costo, son factores decisivos. En máquinas inferiores 10 MVA, es habitual encontrar relés de sobre corriente con restricción de tensión. La protección diferencial actúa en caso de cortocircuito entre dos fases. En caso de que el neutro del generador esté conectado a tierra directamente o a través de la resistencia valor bajo, la protección funciona igualmente para fallas a tierra; sin embargo, es una práctica general proporcionar un dispositivo de protección particular contra fallas a tierra, si la impedancia de conexión a tierra es grande, lo cual es más habitual [23].

Normalmente se usa un **relé diferencial** de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra. Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relés diferenciales de máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Cuando el neutro está puesto a tierra con alta impedancia, la corriente de falla es normalmente menor que la sensibilidad de un relé diferencial [7].

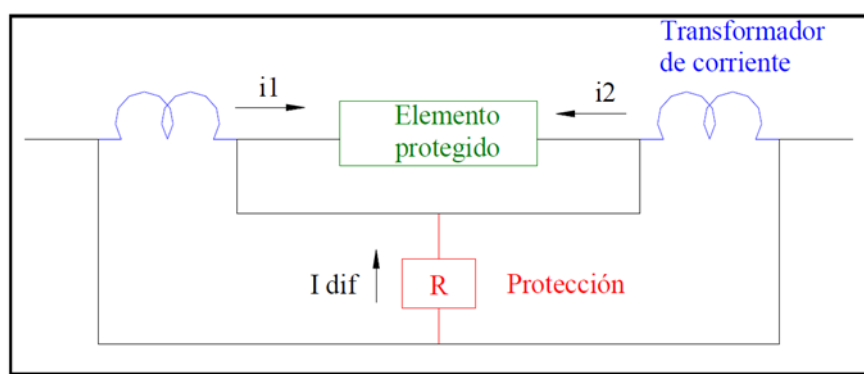


Figura 3.13: Esquema sencillo de la protección Diferencial-87. [21]

3.2.1.1. Diferencial de porcentaje

La protección diferencial de porcentaje variable (figura A) es más usada para máquinas grandes. La pendiente puede variar desde 5% a 50% ó más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25%. Un esquema típico con un relé

diferencial de porcentaje variable es mostrado en la figura B. Los transformadores de corriente usados en un esquema de relé diferencial deben tener preferentemente las mismas características; sin embargo, la diferencial de porcentaje variable es generalmente más tolerante a errores de TCs con altas corrientes. Debe notarse que usar la misma precisión normalizada de TCs no garantiza obtener las mismas características reales; las características reales deben ser verificadas [7].



Figura 3.14: Relé diferencial de porcentaje de pendiente variable [7].

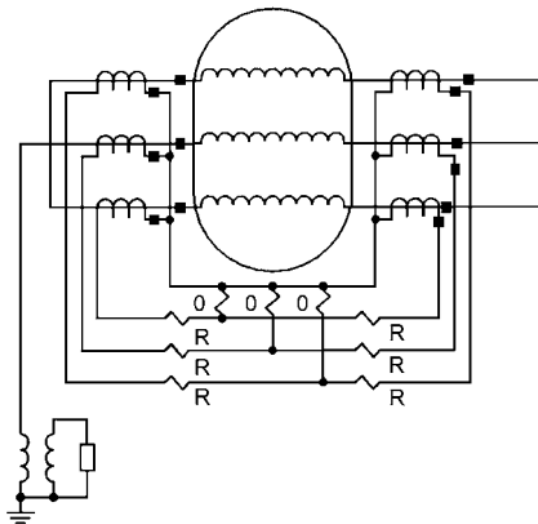


Figura 3.15: Conexión del relé diferencial de porcentaje - generador conectado en estrella con seis boquillas [7].

3.2.1.2. Diferencial de alta impedancia

Estos relés deben ser alimentados de TCs idénticos con devanados secundarios distribuidos totalmente, con reactancia de dispersión despreciable. El relé es realmente un relé de tensión y responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los TCs que tratan de forzar la corriente a través de la bobina de operación durante una falla interna. El ajuste del relé de alta impedancia se basa en la operación perfecta de un TC de entrada y la saturación completa del otro [7].

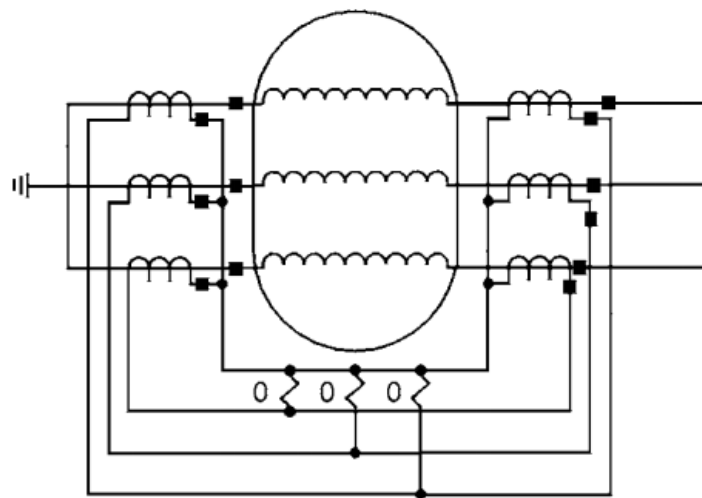


Figura 3.16: Relé diferencial de alta impedancia [7].

3.2.1.3. Relés diferenciales autobalanceados

El esquema de autobalance (figura 3.17) es típicamente usado en generadores pequeños. Este esquema detecta fallas de fase y de tierra en el estator del generador. Este esquema usa un solo TC de baja relación por cada fase, con los conductores de ambos extremos de cada devanado pasados a través de él, de tal forma que el flujo neto es cero para condiciones normales. Un relé de sobrecorriente instantáneo conectado al secundario del TC proporciona protección confiable y rápida, detectando cualquier diferencia entre la corriente que entra y la corriente que sale del devanado [7].

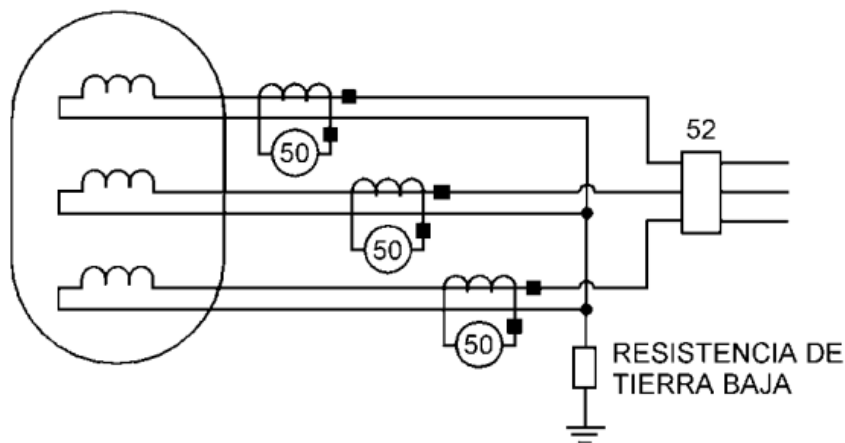


Figura 3.17: Esquema de protección autobalanceado [7].

3.2.1.4. Diferencial total

Un relé diferencial total de generador es conectado incluyendo un generador conectado en forma unitaria y el transformador elevador dentro de una zona diferencial como se muestra en la figura H. Se usa para esta aplicación un relé diferencial de transformador con restricción de armónicas. El transformador auxiliar del generador puede también ser incluido en la zona diferencial como se muestra. La alta relación del TC requerido en el lado de baja tensión del transformador auxiliar para balancear las corrientes del circuito diferencial puede requerir el uso de un TC auxiliar. Usualmente es preferible incluir el transformador auxiliar dentro de la diferencial total, si es posible. Los TCs de la diferencial del transformador auxiliar en el lado de alta tensión del mismo podrían saturarse severamente para fallas en alta tensión debido a las corrientes de falla extremadamente grandes en ese punto. La saturación podría ser tan severa que el relé diferencial podría no operar antes de que la saturación ocurra y resulte así una falla a disparar. La diferencial total conectada al lado de baja tensión del transformador auxiliar podría detectar la falla y proporcionar disparo por respaldo [7].

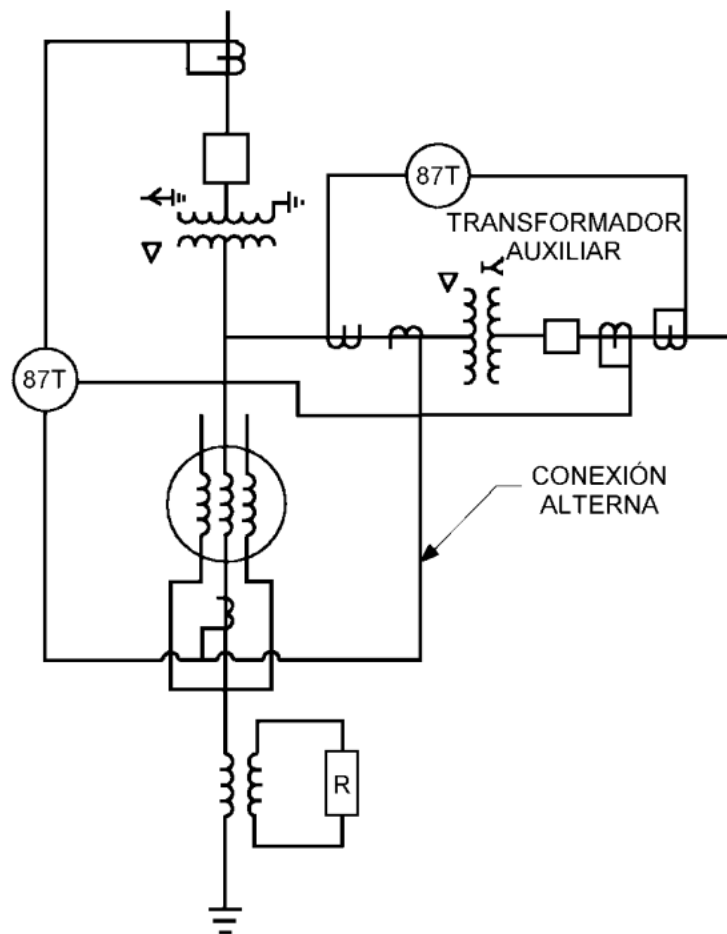


Figura 3.18: Esquema diferencial total para respaldo de falla de fase del generador/transformador elevador [7].

3.2.2. Protección de sobreexcitación y sobretensión

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relés usadas: tiempo definido y tiempo inverso. Las Figura 3.19 y Figura 3.20 muestran las características básicas y la zona de protección para cada uno de estos tipos de relés. En los nuevos relés de estado sólido de tiempo inverso, están disponibles dos estilos de ajustes de curva de tiempo inverso: un estilo de relé permite al usuario seleccionar puntos específicos en la curva deseada V/Hz - tiempo, para la aplicación particular del usuario. El otro estilo de relés proporciona conjuntos de curvas V/Hz-tiempo, de las cuales el usuario selecciona la curva específica que se adapte mejor a su aplicación [7].

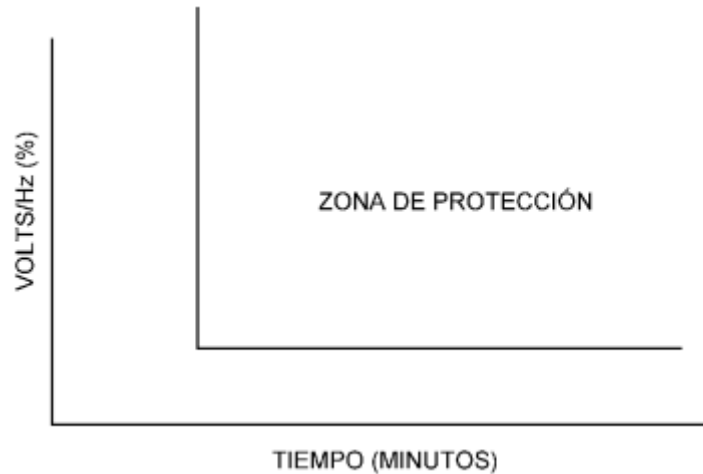


Figura 3.19: Característica típica del relé de tiempo definido [7].



Figura 3.20: Característica típica del relé de tiempo inverso [7].

Existen tres esquemas de protección comúnmente empleados para relés de V/Hz en la industria. Estos esquemas son: nivel simple, tiempo definido; nivel dual, tiempo definido; y tiempo inverso [7].

3.2.3. Protección de cortocircuitos entre espiras

Para el caso en que las máquinas síncronas o generadores son grandes tienen fases subdivididas, por razones constructivas, en dicha situación una falla entre los devanados de la misma fase no será detectado por un relé diferencial, debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará. Para la situación planteada,

un simple relé Sobre corriente conectada en conexión diferencial transversal es la solución. Siempre es aconsejable esta protección en arreglos bloque-generador-transformador. La configuración típica del relé es para una corriente de desequilibrio igual o mayor al 5% de la corriente nominal del generador [23].

El relé de sobre corriente mencionado debe ser de tipo muy inverso con instantáneo. La sobre corriente de tiempo se ajusta arriba de cualquier corriente de desbalance normal, pero abajo del desbalance causado por una sola vuelta cortocircuitada. El retardo de tiempo se ajusta para evitar la operación con transitorios que ocurran durante fallas externas, debido a la respuesta desigual de los TCs al transitorio. La unidad instantánea se ajusta arriba de los transitorios durante fallas externas y probablemente únicamente detectará fallas fase a fase o multi-vueltas [7].

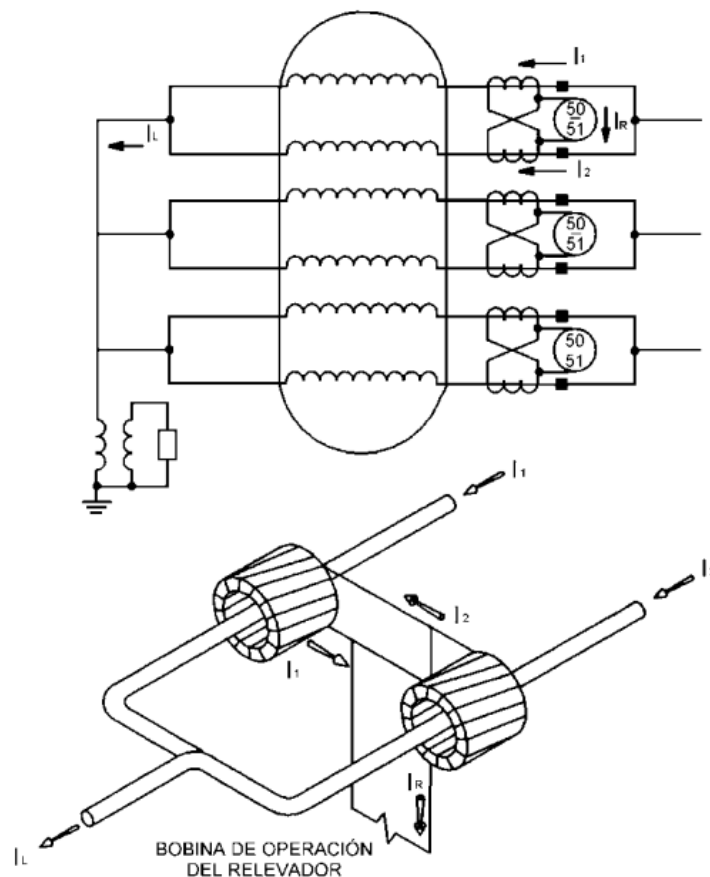


Figura 3.21: Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados [7].

3.2.4. Protección de fallas a tierra en el 95% del estator

El esquema de protección más ampliamente usado en sistemas puestos a tierra con alta impedancia, consiste de un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59GN) conectado a través del resistor de puesta a tierra para sensor tensión de secuencia cero, como se muestra en la Figura 3.22. El relé usado para esta función está diseñado para ser sensible a tensión de frecuencia fundamental e insensible a tensión de tercera armónica y a otras tensiones armónicas de secuencia cero, que están presentes en el neutro del generador [7].

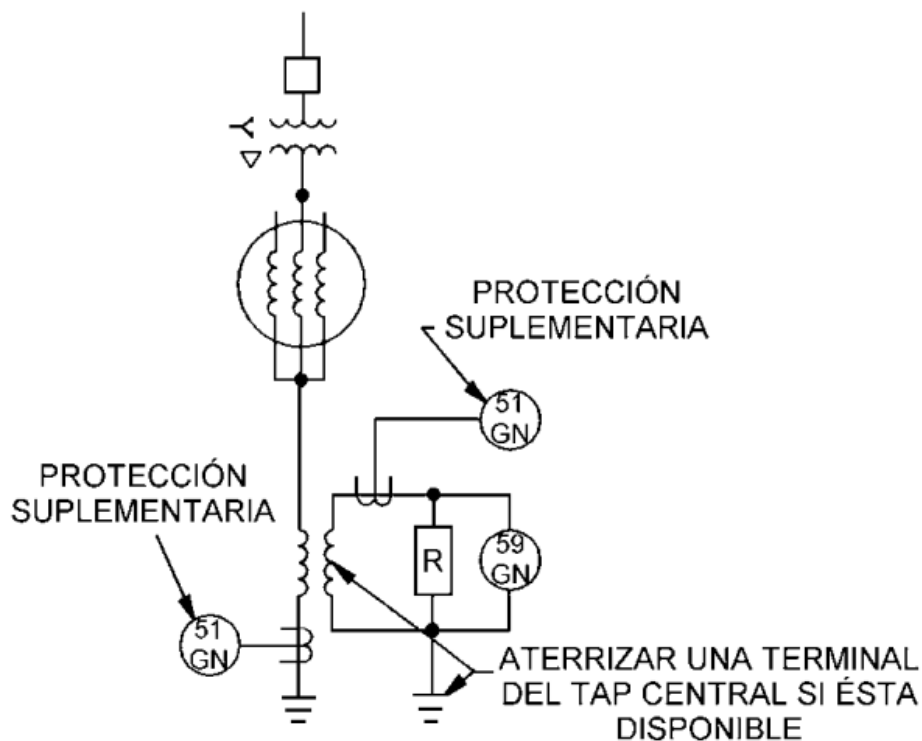


Figura 3.22: Generador puesto a tierra con alta impedancia [7].

Puesto que la impedancia de puesta a tierra es grande comparada con la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, la tensión total fase-neutro será imprimida a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla en las terminales del generador. La tensión en el relé es función de la relación del transformador de distribución y del lugar de la falla. La tensión será máxima para una falla en terminales y disminuirá en magnitud a medida que la falla se mueva de

las terminales del generador hacia el neutro. Típicamente, el relé de sobretensión tiene un ajuste de pickup mínimo de aproximadamente 5 Volts. Con este ajuste y con relaciones del transformador de distribución típica, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2-5% al neutro del estator [7].

3.2.5. Protección de fallas a tierra en el 100% del devanado del estator

La protección convencional para detección de falla a tierra del estator en sistemas puestos a tierra con alta impedancia ha sido discutida en la sección previa. Los relés 59GN, aunque adecuados, sólo proporcionan protección sensible para únicamente alrededor del 95% del estator. Esto es debido a que la falla en el 5% restante del devanado, cerca del neutro, no causará suficiente tensión residual y corriente residual (...) para operar a estos relés. Es importante proteger todo el generador con un sistema de protección de falla a tierra adicional de tal forma que se cubra el 100% del devanado. Las técnicas para la detección de fallas a tierra que cubran el 100% del devanado del estator pueden ser divididas en dos categorías [7]:

- Técnicas basadas en tensión de tercera armónica.
- Inyección de tensión residual o de neutro.

En los párrafos siguientes se describen cada una de las técnicas.

3.2.5.1. Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica

Las componentes de tensión de tercera Armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados; se presentan y varían debido a las diferencias en el diseño y fabricación. Si están presentes en cantidad suficiente, estas tensiones son usadas por los esquemas de esta categoría para detectar fallas a tierra cerca del neutro. Las tensiones de tercera armónica medidas en el neutro, en terminales del generador, o en ambos, son usadas para proporcionar protección. Antes de discutir las técnicas y sus principios de operación, es importante ver las características de las tensiones de tercera armónica que usan estos esquemas como señales a los relés para la detección de fallas. La Figura 3.23 muestra las tensiones de tercera armónica (V_{3RD}) presentes en el neutro y terminales de un

generador típico durante diferentes condiciones de carga: (a) bajo operación normal (b) para una falla en el extremo del neutro y (c) para una falla en las terminales del generador [7].

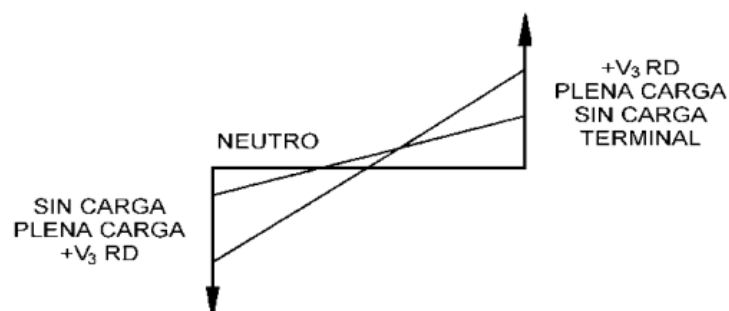


Figura 3.23: Tensiones de tercera armónica durante operación normal [7].



Figura 3.24: Tensiones de tercera armónica durante falla en neutro [7].

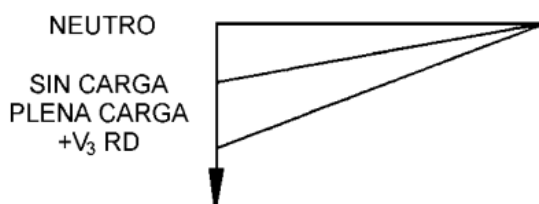


Figura 3.25: Tensiones de tercera armónica durante falla en terminales [7].

Como puede apreciarse en las figuras, el comportamiento de la tensión en tercera armónica varía según las diferentes condiciones de carga, y este fenómeno de desbalance es utilizado por los relés para accionar el esquema de protección mediante diferentes técnicas.

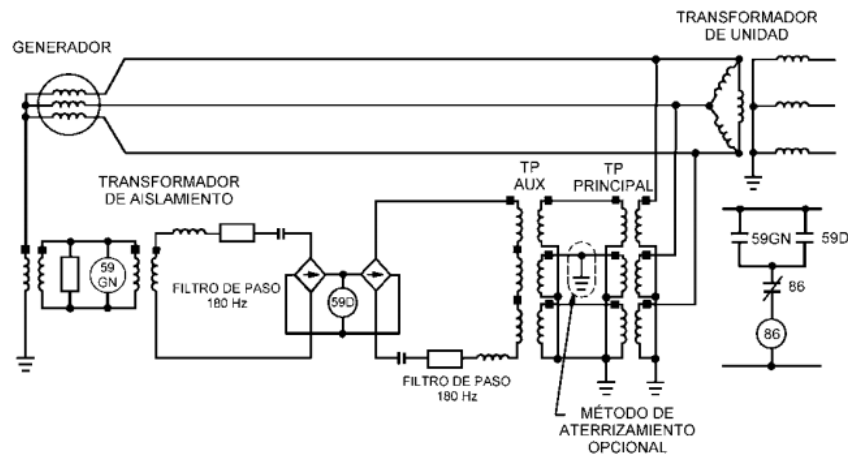


Figura 3.28: Esquema de protección de falla a tierra basado en un comparador de tercera armónica [7].

3.2.5.2. Inyección de tensión residual

Debido a variaciones de diseño, ciertas unidades generadoras podrían no producir suficientes tensiones de 3^{ra} armónica para aplicar los esquemas de protección de falla a tierra basados en señales de tercera armónica. En estas situaciones serían necesarias técnicas alternas de detección de falla.

Con relación al caso planteado, es posible utilizar el esquema de inyección de tensión de fallas a tierra, inyectando una tensión en el neutro o residualmente en un secundario del TP en delta rota. La protección completa de falla a tierra está disponible cuando el generador está en torna flecha y durante el arranque, dado que la fuente de tensión inyectada no se origina en el generador. Algunos esquemas inyectan una señal codificada a una frecuencia sub-armónica la cual puede ser sincronizada con la frecuencia del sistema. Uno de estos esquemas inyecta una frecuencia de 15 a 20 Hz en el neutro del generador se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** La corriente resultante de 15 a 20 Hz es medida. Cuando ocurre una falla a tierra, la corriente de 15 a 20 Hz se incrementa y hace que el relé opere. La señal inyectada es sincronizada con la tensión ya sea 50 o 60 Hz según sea el caso, en los terminales del generador [7].

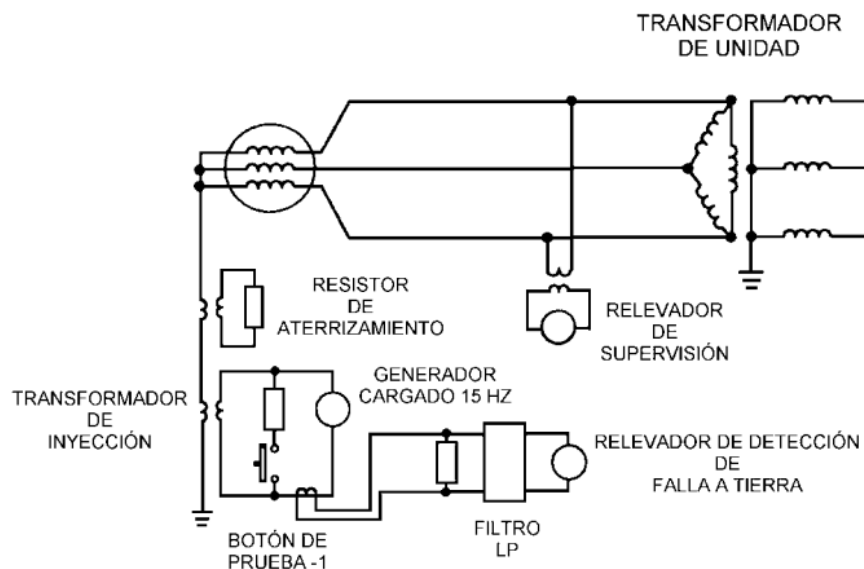


Figura 3.29: Esquema de inyección de tensión sub-armónico para protección de falla a tierra [7].

3.2.6. Protección de falla a tierra en el campo

La práctica más segura es utilizar el equipo de protección por relevadores para disparar en forma inmediata los interruptores principales y del campo del generador cuando ocurre la primera falla a tierra [20].

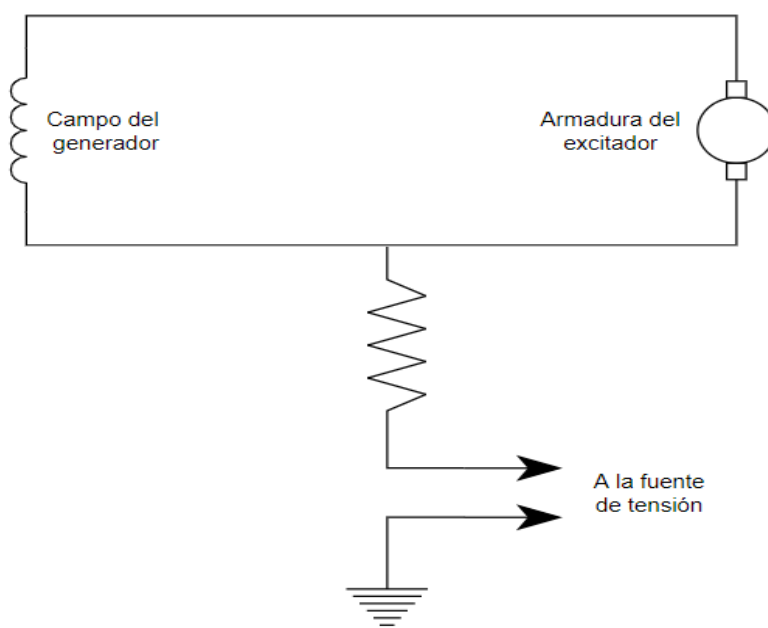


Figura 3.30: Protección contra fallas a tierra en el campo del generador [7].

El equipo de protección por relevadores se muestra en la Figura 3.30. Puede aplicarse cualquier tensión de AC o DC entre el circuito de campo y tierra a través de un relevador de sobretensión. Una tierra en cualquier parte del circuito del campo pondrá en marcha el relevador. Si se usa DC, el relevador de sobretensión puede ser más sensible [20].

3.2.7. Protección contra energización inadvertida

Está hecho con vistas a la turbina y no tanto al generador. Por lo tanto, el fabricante indica tiempos críticos de operación después de los cuales puede haber un riesgo grave para la turbina (en turbina de vapor, calentamiento del rotor; en hidráulica, potencia; en motor diésel, puede encender aceite sin quemar; etc.) o cargo indeseable por neto resultante del generador que funciona como motor y tirando del. Establecer generador de turbina, si el flujo (vapor o agua) se paraliza, por cualquier motivo, en la turbina [23].

Como se trata de un fenómeno simétrico, los relés monofásicos de potencia invertida, establecida en aproximadamente 0.5-3% de la potencia nominal, respectivamente turbina de vapor e hidráulica, y cronometrada a minutos (ver instrucciones del fabricante) [23].

3.2.8. Protección de carga asimétrica o de secuencia negativa

Relés de secuencia negativa dedicados son usualmente proporcionados para protección de generadores. En general, no son proporcionados relés de respaldo para secuencia negativa. Alguna protección limitada es proporcionada por la protección fase a fase y fase a tierra para condiciones de falla. Para conductor abierto o protección para desbalance de impedancia, el relé de secuencia negativa es usualmente la única protección. La magnitud de corrientes de secuencia negativa creada por las condiciones de conductor abierto y bajas magnitudes de falla combinada con la capacidad de secuencia negativa continua del generador previene a otros relés de falla de proporcionar protección de secuencia negativa total [7].

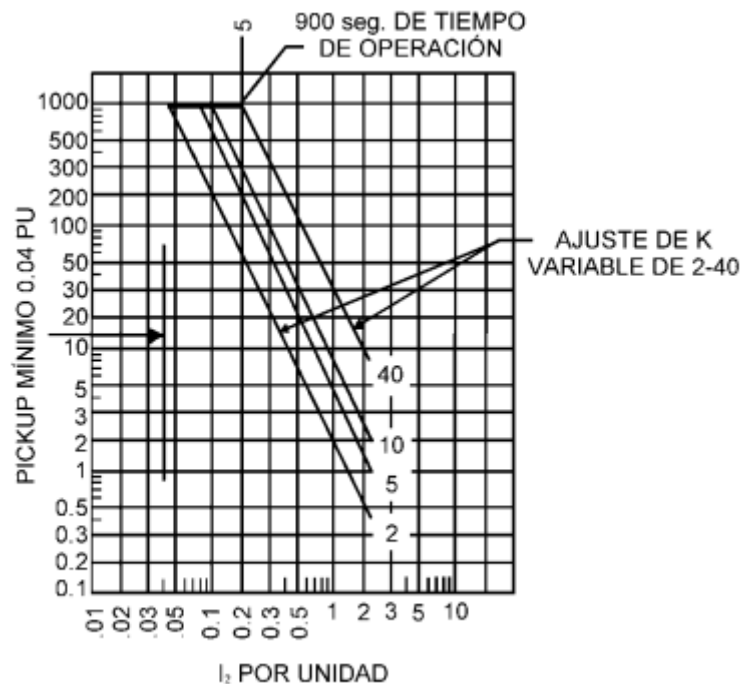


Figura 3.31: Características de un relé tiempo-corriente de secuencia negativa
estático o digital. [7].

Las unidades de tiempo del relé estático o digital pueden ser ajustadas para proteger generadores con valor de K de 10 o menos. Un ajuste de alarma asociado con estos relés puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa abajo del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relé, el pickup de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y proporcionando protección para desbalance total [7].

3.2.9. Protección de pérdida de sincronismo

Los esquemas de relés que pueden ser usados para detectar los eventos de pérdida de sincronismo del generador son esencialmente los mismos que los esquemas de relés usados para detectar las condiciones de pérdida de sincronismo de líneas de transmisión [7].

Los distintos métodos de detección son:

- Con relés de pérdida de campo

- Con esquema de relé Mho simple
- Con esquema de una sola visera (blinder)
- Con esquemas de doble lente y doble visera
- Con esquema de círculo concéntrico

3.2.10. Protección de respaldo de fase

La protección de respaldo del sistema como es aplicada a la protección de generadores consiste de protección con retardo de tiempo para condiciones de falla línea a tierra y multifase. Los esquemas de protección de respaldo del generador son usados para proteger contra fallas del sistema de protección primaria y unas fallas en el sistema librado con mucho tiempo. El objetivo en este tipo de esquemas de relés es la seguridad. Puesto que estas condiciones son el sistema de potencia, los ajustes de los relés para respaldo deben ser lo suficientemente sensitivos para detectar las mismas. Los ajustes oscilan entre sensibilidad y seguridad del generador [7].

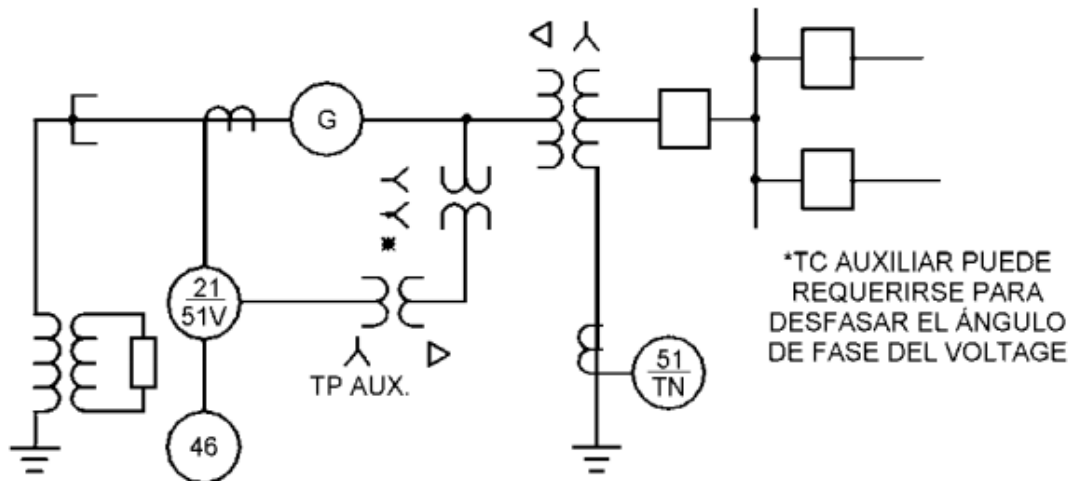


Figura 3.32: Aplicación de relés de respaldo de sistema-arreglo unitario generador-transformador [7].

3.2.11. Protección contra frecuencia anormal

Debido a las grandes variaciones de frecuencia que pueden ser esperadas durante cambios de carga súbitos en generadores hidráulicos, las cargas de consumidores

que puedan ser conectadas a islas con tal generación pueden ser protegidas con protección de sobre y baja frecuencia. Estos relés pueden ser ajustados con bandas más estrechas y con retardos de tiempo menores que los necesarios para la protección de plantas generadoras. Los relés son algunas veces conectados a los transformadores de tensión (TPs) en la planta generadora. Tales dispositivos de "Protección de Calidad" no deben ser confundidos con la protección del generador. Su función es proteger la calidad de la alimentación a los consumidores, y son usualmente conectados para disparar las cargas, con tal vez disparo no requerido del generador [7].

3.2.12. Protección de falla del interruptor del generador

La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo. Esto es particularmente importante sobre líneas de transmisión grandes donde la estabilidad es crítica. La Figura 3.33 muestra la carta de tiempo para un esquema típico de falla de interruptor [7].

El margen de tiempo sombreado proporciona seguridad y debe acomodar lo siguiente:

- a. Tiempo de interrupción excesivo del interruptor.
- b. Tiempo de la sobre carrera.
- c. Errores de TCs y TPs.
- d. Factor de seguridad [7].

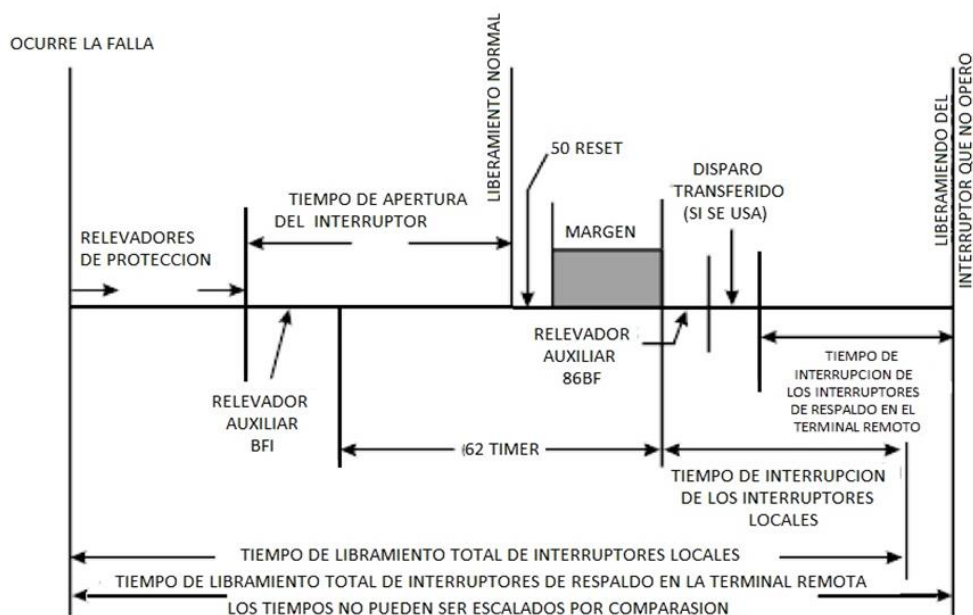


Figura 3.33: Coordinación de tiempos para una falla de interruptor. [34]

CAPÍTULO 4

4.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

En la sección 3.1.1 se ha definido de manera básica un transformador, en dicha ocasión se han presentado los transformadores de instrumentos o de medida, que a diferencia de los transformadores de potencia que están destinados a la transferencia de potencia en dos niveles de tensión distintas, los anteriores, como se había mencionado, son utilizados solamente para las funciones de medición y protección.

Complementando lo mencionado, se puede decir que el transformador es una máquina eléctrica estática, destinada a funcionar con corriente alterna, constituida por dos arrollamientos, primario y secundario, que permite transformar la energía eléctrica, con unas magnitudes $V-I$ determinadas, a otras con valores en general diferentes. Téngase en cuenta que la transmisión de la energía eléctrica desde los lugares donde se produce (centrales) hasta los numerosos centros de consumo es tanto más económica cuanto más alta es la tensión de las líneas, pues con ello se hace menor la corriente y en consecuencia se reduce la sección de los conductores. Sin embargo, las tensiones generadas en los alternadores de las centrales eléctricas están limitadas, por consideraciones tecnológicas, a valores que oscilan entre los 15 y 30 kV, que son insuficientes para alcanzar tal objetivo; por otro lado, salvo casos sumamente raros, la corriente a alta tensión no puede enviarse directamente a los aparatos de utilización, porque éstos requieren normalmente tensiones más bajas. Los transformadores permiten conciliar de una forma idónea estas necesidades opuestas, de tal forma que para reducir las pérdidas en la línea se realiza una primera transformación que eleva la tensión de salida de los alternadores a valores del orden de 380-400 kV, a los cuales se realiza el transporte de energía; existiendo en los centros receptores otros transformadores que realizan el proceso inverso, reduciendo la tensión hasta los niveles que se consideren convenientes para la distribución y consumo de esta energía. El arrollamiento de mayor tensión recibe el nombre de devanado de alta tensión (A.T.) y el de menor tensión se denomina devanado de baja tensión (B.T.). El proceso de transformación tiene un gran rendimiento al no disponer la máquina de órganos móviles,

pudiéndose llegar en los grandes transformadores a valores del orden del 99,7 por 100 [16].

4.2. PRINCIPALES FALLAS EN TRANSFORMADORES.

Las siguientes son las condiciones de falla que se presentan en un transformador de potencia.

Primeramente, se enumeran las que son debidas a factores internos del transformador.

4.2.1. Fallas a tierra de los devanados

Una falla en un devanado del transformador resultará en corrientes que dependen de la fuente, de la impedancia de puesta a tierra del neutro, de la reactancia de dispersión del transformador y de la posición de la falla en los devanados. Las conexiones de los devanados también influyen en la magnitud de la corriente de falla. En el caso de un devanado conectado como se muestra en la Figura 4.1, la corriente de falla depende de Z_g y es proporcional a la distancia entre la falla y el punto neutro [20].

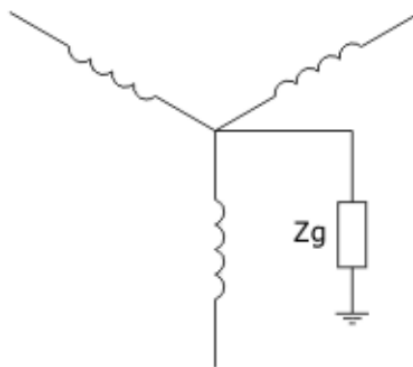


Figura 4.1: Conexión de devanados en estrella con neutro puesto a tierra mediante una impedancia Z_g [20].

Si $Z_g = 0$ (Neutro sólidamente puesto a tierra), la corriente de falla es controlada por la reactancia de dispersión, la cual depende de la localización de la falla. La reactancia disminuye a medida que la falla se acerca al punto neutro. Como

resultado, la corriente de falla es más alta para una falla muy cercana al punto neutro [20].

4.2.2. Fallas en el núcleo

Debido al rompimiento del aislamiento, lo cual permite el flujo de suficiente corriente de Eddy que causa sobre calentamiento y puede alcanzar gran magnitud como para dañar el devanado [20].

4.2.3. Fallas entre fases

Ocurren debido a arcos en los devanados causados por descargas en la línea. Un cortocircuito de unas pocas espiras del devanado generará corrientes altas en los lazos cortocircuitados, pero las corrientes en los terminales serán bajas [20].

4.2.4. Fallas entre espiras de un mismo devanado

Ocurren debido a arcos en los devanados causados por descargas en la línea. Un cortocircuito de unas pocas espiras del devanado generará corrientes altas en los lazos cortocircuitados, pero las corrientes en los terminales serán bajas [20].

4.2.5. Fallas en el tanque

Que ocasionan pérdidas de aceite y se reduce el aislamiento de los devanados, así como elevaciones anormales de temperatura [20].

Hasta aquí las condiciones anormales fueron debido a factores internos, desde la sección siguiente se presentan las debidas a factores externos. Estas condiciones resultan en esfuerzos severos sobre el transformador.

4.2.6. Sobrecargas

Que incrementa las pérdidas de $I^2 \cdot R$ y la elevación asociada de temperatura [20].

4.2.7. Fallas del sistema

Que producen efectos similares a la sobrecarga y algunas veces más severos [20].

4.2.8. Sobretensiones

Debido a descargas transitorias o a incrementos de voltaje a frecuencia 60 Hz produciendo esfuerzos al aislamiento e incremento en el flujo [20].

4.2.9. Operación a baja frecuencia del sistema

Resultará en incremento de flujo, causando un aumento en las pérdidas en el núcleo y la correspondiente elevación de la temperatura. Cuando un transformador es suicheado en cualquier punto de la onda de voltaje, los valores pico de la onda de flujo del núcleo dependerán del flujo residual, así como del tiempo de suicheo. El valor pico del flujo será más alto que el valor de estado estable correspondiente y estará limitado por la saturación del núcleo. La corriente de magnetización necesaria para producir el flujo en el núcleo puede tener un pico de 8 a 10 veces el pico normal a plena carga y no tiene equivalente en el lado secundario. Este fenómeno es llamado corriente Inrush magnetizante y aparece como una falla interna. El Inrush máximo ocurre si el transformador es conectado cuando el voltaje de suministro es cero [20].

4.3. PROTECCIONES ASOCIADOS A LOS TRANSFORMADORES

Después de estudiar las principales fallas presentadas en los transformadores de potencia, a continuación, se exponen las protecciones eléctricas diseñadas para minimizarlas sus efectos sobre el equipo.

4.3.1. Protección diferencial

Un sistema diferencial puede proteger efectivamente a un transformador debido a la confiabilidad inherente de los relevadores, los cuales son altamente eficientes en la operación y al hecho de que los amperios-vuelta equivalentes son desarrollados en los devanados primario y secundario del transformador. Los TC son conectados de tal forma que ellos forman un sistema de corriente circulante como se ilustra en la Figura 4.2. Las fallas en los terminales o en los devanados están dentro de la zona de protección del transformador y debe ser despejada tan rápidamente como sea posible a fin de evitar esfuerzos internos y el peligro de incendio. La mayoría de las fallas internas que ocurren son a tierra (a través del núcleo) o entre espiras,

con una severidad que depende del diseño del transformador y del tipo de puesta a tierra [20].

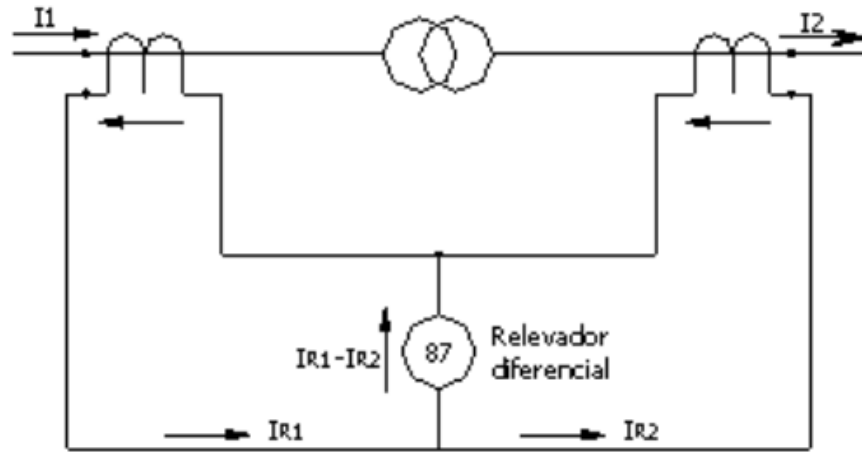


Figura 4.2: Protección diferencial del transformador [20].

Este tipo de protección no solamente responde a las fallas fase a fase y fase a tierra sino también en algún grado a las fallas entre espiras. Sin embargo, las fallas fase a fase entre los devanados de un transformador trifásico son menos comunes. Una falla interna que no constituye un peligro inmediato es definida como una falla incipiente y, si no es detectada con el tiempo, puede resultar en una falla mayor. Las principales fallas en este grupo son las fallas en el núcleo causadas por el deterioro del aislamiento entre las láminas que constituyen el núcleo [20].

4.3.2. Protección de sobre corriente 50/51

Sirven como respaldo al relevador diferencial y a fallas externas. Los relevadores de sobre corriente son usualmente suministrados con un elemento instantáneo y un elemento de tiempo diferido dentro de la misma unidad. Cuando los relevadores electromagnéticos fueron muy populares, la protección de sobre corriente fue hecha de unidades monofásicas separadas. La protección a base de microprocesadores más moderna tiene una unidad de sobrecorriente trifásica y una unidad de falla a tierra dentro de la misma caja. El ajuste de los relevadores de sobrecorriente incluye la selección de parámetros que definen las características t-I de ambas unidades (instantánea y de tiempo diferido). Este proceso tiene que ser realizado dos veces,

una vez por los relevadores de fase y luego repetido por los relevadores de tierra [20].

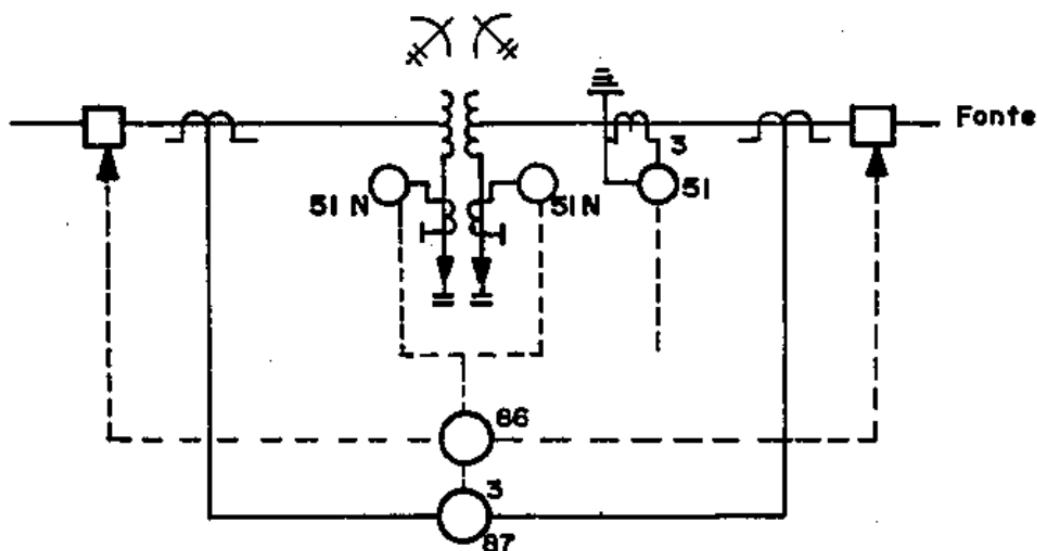


Figura 4.3: Ejemplo de conexionado de la protección de sobrecorriente como respaldo del relé diferencial [23].

4.3.3. Protección de tierra restringida

Es usada para transformadores con devanados conectados en Y como se muestra en la Figura 4.4. La suma de las corrientes de fase es balanceada contra la corriente del neutro y por tanto, el relevador no responderá a las fallas externas al devanado.

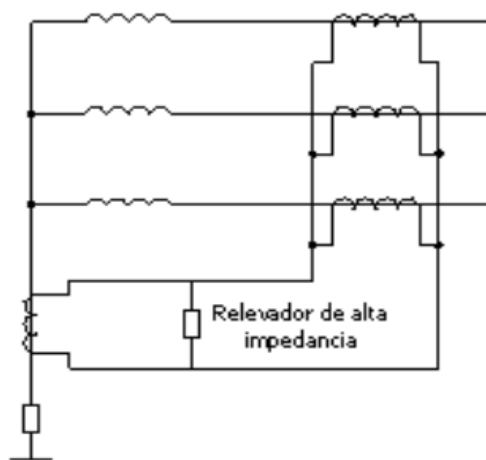


Figura 4.4: Protección de falla a tierra restringida, devanado conectado en Y [23].

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1. FLUJO DE CAJA O EFECTIVO

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de fondos son la base de cálculo del valor actual neto y de la tasa interna de retorno. Para medir la rentabilidad o crecimiento de un negocio cuando se entienda que las normas contables no representan adecuadamente la realidad económica [35].

5.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VAN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando la equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado, dicho de otra manera, si el VAN resulta positivo, el proyecto es rentable [36].

El VAN se puede calcular con la ecuación siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1-r)^t} \quad (5.1)$$

Donde:

- I = Inversión del proyecto

- Ct = Flujo de efectivo en el tiempo t
- r = Tasa de descuento o interés
- n = Periodo de análisis

5.2.1. Criterio de selección de proyectos según el VAN

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- $VAN > 0$: El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- $VAN = 0$: El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- $VAN < 0$: El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado [37].

5.3. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto [38]. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza [39].

La TIR es obtenida con la siguiente expresión:

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{Ct}{(1 - TIR)^t} \quad (5.2)$$

Donde:

- TIR= Tasa interna de retorno
- Las demás variables se definieron en la Ec. (5.1)

III. RESUMEN EJECUTIVO

CAPITULO 6

6.1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

El presente proyecto final de grado consistió en la elaboración de una propuesta para el retrofit de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ, considerando las condiciones actuales y reduciendo al mínimo el fuera de servicio de las mismas. El retrofit abarcó la modernización del sistema de protección eléctrica del conjunto Generador-Transformador elevador, analizando diversos escenarios y posibilidades para su implementación, dada la importancia de la central dentro del abastecimiento de energía de la región.

6.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

6.1.1.1. Tipo de investigación

El proyecto corresponde a una investigación aplicada desde el punto de vista del objeto de estudio y según la extensión del estudio es una investigación de caso.

6.1.1.2. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la revisión precisa de los documentos se aplicaron fichas de análisis documentales; mientras que para recolección de datos se realizó una observación directa de la instalación.

La técnica de observación fue de modalidad no estructurada y tuvo como instrumento el registro descriptivo.

6.1.1.3. Métodos y análisis de datos

El método y análisis de datos fueron tanto cuantitativos como cualitativos por la necesidad del proyecto.

Para llevar a cabo el desarrollo del trabajo, se siguieron una serie de pasos divididos en diferentes fases que se describen a continuación:

Fase I: Identificación de las condiciones actuales de los sistemas de protecciones de las unidades generadoras de la ITAIPÚ.

En esta etapa, posterior a la revisión bibliográfica, se describió el sistema de protección existente, realizando diagramas unifilares de las protecciones de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ, así como los parámetros, técnicos y las condiciones del estado operativo actual cuyas informaciones fueron obtenidas de la base de datos de la empresa específicamente del aplicativo SAT (Sistema de archivo técnico).

Fase II: Descripción de las normas vigentes del sistema de protección de unidades generadoras de Centrales Hidroeléctricas.

En esta etapa se presentaron las normas técnicas internacionales vigentes en el sistema de protección actual y las normas actuales a considerar para la selección y adopción de la alternativa más viable para el proceso de retrofit de la protección de las unidades generadoras de la ITAIPÚ, cuyas normas a regir serán las publicadas por la IEEE y la IEC.

Fase III: Definición de criterios técnicos para selección del método y la alternativa tecnológica para la propuesta de retrofit.

Se establecieron los criterios técnicos para la selección de un método efectivo para la elaboración de la propuesta viable, posteriormente a partir de criterios también técnicos; se realizó la selección de los equipos de protección de las unidades generadoras y su correspondiente transformador elevador como un conjunto único, dependiendo el tipo de función a emplear, como también las condiciones en que operarán. Una cuestión clave en este punto es la consideración del método a adoptar para la implementación de los nuevos equipos de protección, pues como se ha mencionado, se quiere evitar paradas prolongadas en las unidades generadoras, debido a las exigencias del sistema interconectado nacional de Paraguay y Brasil.

Fase IV: Comparación y selección del método de implementación y la alternativa tecnológica para la propuesta de retrofit.

En esta fase se realizaron las comparaciones primeramente de las alternativas desde el punto de vista del método para la implementación de la propuesta de retrofit, para luego seleccionar la tecnología a utilizar según los criterios definidos. Desde el punto de vista de la alternativa tecnológica, se compararon teniendo en cuenta los criterios establecidos, y se seleccionó la alternativa que mejor se ajustó a las exigencias del proyecto.

Fase V: Diseño esquemático de la propuesta de retrofit.

Se presentó nuevamente una vista general de la condición actual, y a partir de esta, aplicando el método seleccionado para la implementación del nuevo sistema de protección, se dividieron las protecciones en primaria y alternada para realizar una representación esquemática de cada una de las funciones y su relación con los transformadores de corriente y tensión para su configuración. Al finalizar esta fase se presentó una vista general de la combinación de las funciones en el IED seleccionado. Conjuntamente se estableció la matriz de disparo del nuevo sistema.

Fase VI: Evaluación económica de la propuesta seleccionada

En esta fase se realizó la evaluación económica de la propuesta, considerando el método de implementación seleccionado y el dispositivo tecnológico IED a utilizar. Otras variables consideradas son los costos por mano de y adquisición de los elementos para la realización de las diferentes etapas del retrofit. También se consideraron los beneficios que resultan de la modernización.

6.2. JUSTIFICACIÓN

La Central Hidroeléctrica ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ) es considerada una de las 7 maravillas del mundo contemporáneo [40], se ubica entre las más grandes del mundo, y las que mayor cantidad de energía ha generado hasta la actualidad. Representa la fuente principal de aproximadamente 90% de energía demandada por Paraguay administrada a través de la ANDE y un porcentaje considerable de aproximadamente 20% de la demanda del Brasil proveído a través de FURNAS.

Dada la importancia de la CH-ITAIPÚ para el abastecimiento de energía de la región, es fundamental mantener los equipos componentes del mismo en perfectas condiciones, y cobran gran relevancia en este sentido las unidades generadoras, como los elementos encargados de la conversión de energía mecánica a eléctrica, a través de las turbinas.

Los generadores constituyen un elemento claramente trascendental por su función de generación; además de ofrecer al sistema eléctrico de potencia, la continuidad, la calidad, y seguridad del servicio eléctrico que corresponde. Por este motivo, debe estar provisto de los elementos correspondientes para su correcta protección contra cualquier tipo de falla que pueda ocasionar un funcionamiento anormal. Se espera que estén en servicio siempre que sea posible, en un intento de evitar un apagón general, con desastrosas consecuencias.

Con el retrofit proyectado, además de la mejora sustancial del sistema de protección, podrán incluirse numerosas funciones complementarias útiles para el control y monitoreo en tiempo real del estado de las unidades de potencia, como el registro y análisis de los eventos, diagnóstico de fallas, entre otras. Dentro de las funciones de control es posible configurar para evitar operaciones accidentales de la protección, como las debidas a fallas humanas.

6.3. FINALIDAD DEL PROYECTO

En este trabajo se proyecta la realización de una propuesta de retrofit del sistema de protección eléctrica de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ, sustituyendo la tecnología de los equipos de protección existente por equipos de tecnología de punta, y formar parte de la vanguardia en el respectivo campo. De esta manera se espera una mayor confiabilidad y seguridad a la hora de la detección y el despeje de fallas en el conjunto generador-transformador elevador, dotándolo además de mayor cantidad de herramientas para el registro, monitoreo y control de las unidades, aspectos imprescindibles por el impacto regional de la central.

6.4. METAS

Se pretende proponer al menos un esquema de retrofit del Sistema de Generación de la CH Itaipu con lo cual se espera mejorar la operación del sistema de protección, reduciendo las operaciones incorrectas al mínimo, dentro de márgenes de viabilidad técnica y económica. Con respecto a lo último, se espera obtener una tasa de retorno mayor al 20% para un horizonte de tiempo de 10 años.

6.5. OBJETIVOS

6.5.1. Objetivos generales

Proponer el retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica ITAIPÚ.

6.5.2. Objetivos específicos

- Analizar las condiciones actuales de los sistemas de protección eléctrica de las unidades generadoras de la ITAIPÚ.
- Estudiar las normas vigentes de los sistemas de protección de las unidades generadoras de la central hidroeléctrica ITAIPÚ.
- Analizar alternativas metodológicas para el retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ.
- Definir criterios para la selección de la alternativa metodológica

- Analizar alternativas tecnológicas para el retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ
- Definir criterios técnicos y económicos para la selección de la alternativa tecnológica
- Seleccionar las alternativas a la luz de los criterios definidos para el sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ
- Presentar de forma esquemática la propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ
- Realizar la evaluación económica de la propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de ITAIPÚ

6.6. BENEFICIARIOS

Entre los principales beneficiarios del trabajo se incluye a la Central Hidroeléctrica Itaipú, las empresas encargadas de la comercialización de la energía en cada país involucrado y todos los usuarios dependientes.

6.7. PRODUCTO

Propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la central hidroeléctrica ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ).

6.8. LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL

La central Hidroeléctrica de ITAIPÚ, está situada en el río Paraná, en la latitud sur de 25°30' y longitud oeste de 54°30', próxima a la ciudad de Foz de Iguazú, del Brasil y Hernandarias del Paraguay.

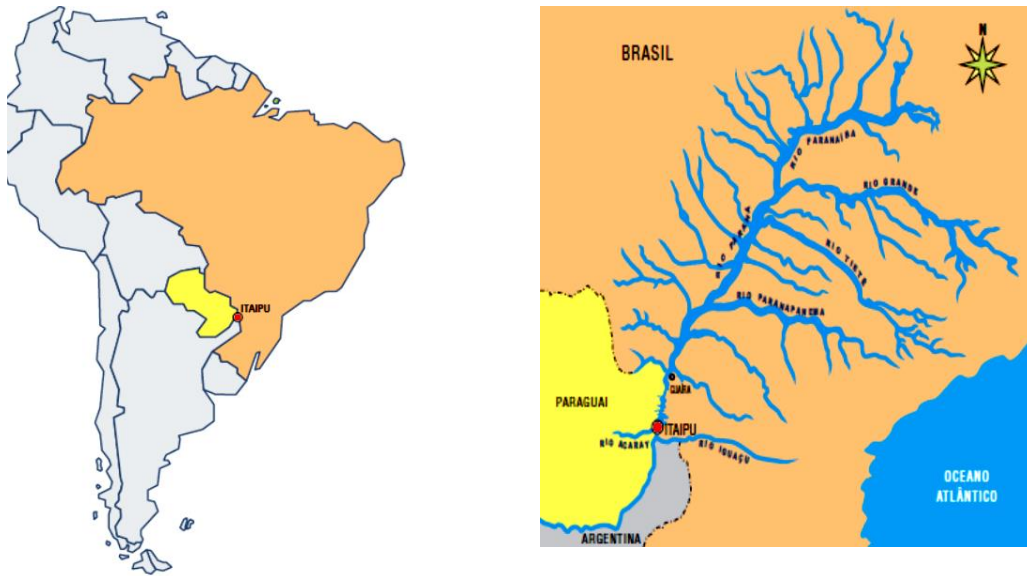


Figura 6.1: Localización geográfica de la CH-ITAIPÚ

6.9. ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS

- Revisión bibliográfica de antecedentes al proyecto final de grado conjuntamente con todos los contenidos implicados en el tema de estudio
- Revisión documental de los archivos técnicos en la CH-ITAIPÚ
- Análisis de las condiciones actuales de las protecciones eléctricas de las unidades generadoras.
- Determinación de las normas técnicas que describen el funcionamiento del sistema de protecciones de la central.
- Determinación de alternativas metodológicas para el retrofit
- Elaboración de lista de alternativas tecnológicas para el retrofit del sistema de protecciones de la CH-ITAIPÚ.
- Definición de criterios técnicos para la selección de alternativa tecnológica considerando todas las variables del entorno
- Selección del método de implementación de la propuesta
- Selección de la alternativa tecnológica a utilizar para la propuesta
- Presentación esquemática de la propuesta de retrofit
- Evaluación económica de la propuesta de retrofit

6.10. FACTIBILIDAD TÉCNICA

La propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ representa un proyecto de gran envergadura. El sistema de protección de la misma cuenta actualmente con relés estáticos de protección para cada función, estos están actualmente desfasados desde el punto de vista tecnológico, que tiene como consecuencia la dificultad a la hora de reponer las partes dañadas.

En la actualidad, existe en el mercado una ingente cantidad de dispositivos electrónicos diseñados para tal propósito, con diversas funciones programables según la necesidad y característica de cada caso. Ofrecen además funciones complementarias para facilitar monitoreo y control sobre el sistema. Con los transformadores de corriente y de tensión existentes en la central, es factible la implementación del IED, por lo cual como alternativa de solución se propone un retrofit del sistema de protección incorporando tecnología moderna en forma de relés multifuncionales de protección, fabricados específicamente para instalaciones similares.

Uno de los aspectos importantes considerados para la propuesta de la tecnología seleccionada es la parada de las Unidades generadoras, reduciéndolas al mínimo por la gran demanda de energía que debe ser atendida por las mismas. Así, aprovechando los tiempos destinados a mantenimientos preventivos, se podrán ir actualizando gradualmente el sistema de protección de la totalidad de las unidades generadoras.

6.11. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

La lista de materiales incluidos en la propuesta se presenta en la siguiente tabla.

Descripción	Cantidad p/u	Cantidad total
IED Multifunción	2	36
Accesorios para montaje, terminales, relés auxiliares, conductores y otros	1	18

Tabla 6.1: Lista de materiales

Para la evaluación económica se han estimado los costos promedios según datos disponibles en internet, no habiéndose especificado ninguna marca en particular, pero los datos indican que todos tienen costos similares. Por la poca disponibilidad de información cuando se trata de trabajos de esta envergadura, los precios de mano de obra se han calculado a partir de salarios tanto de ingenieros como de técnicos existentes en la ITAIPU.

6.11.1. Beneficios

6.11.1.1. Beneficio en concepto de energía no generada

La Tabla 6.2 muestra un resumen de los beneficios del proyecto. Los detalles y memoria de cálculo de los valores mostrados se pueden observar en el APENDICE A.1.

Descripción	Monto total anual
Total beneficio por evitar actuación incorrecta del sistema de protección	135.977 USD
Total beneficio por ahorrar reparación del sistema	126.000 USD
Total	261.977 USD

Tabla 6.2: Resumen de beneficios del Retrofit

Existen otros beneficios técnicos que son difíciles de cuantificar, como la rápida detección de fallas registradas como informaciones digitales, menor espacio físico ocupado por los relés de protección, software y hardware actualizados y con soporte técnico, pero que no serán considerados en el presente trabajo.

6.11.2. Costos

Los costos de los equipos y materiales incluidos de la propuesta de retrofit se detallan en la Tabla 6.3. Mientras que el costo de la mano de obra en la Tabla 6.4.

Descripción	Cantidad p/u	Cantidad total	Costo p/u USD	Costo total USD
IED Multifunción	2	36	9.000	324.000
Accesorios para montaje, terminales, relés auxiliares, conductores y otros	1	18	2.500	45.000
Total, costo de Materiales				369.000

Tabla 6.3: Costo de materiales de la propuesta de retrofit.

Descripción	Cantidad p/u	Cant. total	Costo p/u USD	Costo total USD
Instalación y configuración de IED multifunción	1	18	30.400	547.200

Tabla 6.4: Costo de mano de obra de la propuesta.

Los detalles para la estimación de mano de obra detallada por actividades y por unidad generadora se presentan en el APENDICE A.2.

6.11.3. Evaluación económica

6.11.3.1. Determinación del flujo de efectivo proyectada

Para la determinación del flujo de caja o efectivo se tendrán en cuenta el costo total de la propuesta de retrofit y el beneficio adquirido con la implementación del proyecto. Los detalles acerca de los costos de materiales, costos de instalación y configuración del IED multifuncional y costos de reparación del sistema antiguo, se encuentran en el APENDICE A.

AÑO	COSTO DE MATERIALES	COSTO DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE IED MULTIFUNCIONAL	TOTAL, EGRESOS	AHORRO DE COSTOS POR ACTUACIÓN INCORRECTA DEL SISTEMA DE PROTECCION	AHORRO DE COSTOS POR REPARACIÓN DEL SISTEMA	TOTAL, INGRESOS	FLUJO
0	369.000 USD	547.200 USD	916.200 USD			0 USD	-916.200 USD
1	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
2	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
3	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
4	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
5	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
6	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
7	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
8	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
9	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD
10	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD

Tabla 6.5: Flujo de caja proyectado

La tabla anterior muestra los flujos para un periodo de estudio seleccionado de 10 años.

6.11.3.2. Determinación de la tasa interna de rendimiento (TIR)

El valor obtenido para la tasa interna de retorno fue de 26 %. Considerando la tasa de descuento aplicada por el sistema financiero nacional, correspondiente al 9% según estudios realizados por la Secretaría Nacional de Inversión Pública (SNIP) [43], con lo que el proyecto es viable para un horizonte de tiempo de 10 años.

6.11.3.3. Determinación del valor presente neto (VAN)

El valor del VAN es de 765.081 USD para un periodo de 10 años. Este valor indica que el proyecto de retrofit es económicamente viable.

AÑO	COSTO DE MATERIALES	COSTO DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE IED MULTIFUNCIONAL	TOTAL EGRESOS	AHORRO DE COSTOS POR ACTUACIÓN INCORRECTA	AHORRO DE COSTOS POR REPARACIÓN DEL SISTEMA	TOTAL INGRESOS	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	369.000 USD	547.200 USD	916.200 USD			0 USD	-916.200 USD	
1	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-675.854 USD
2	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-455.353 USD
3	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-253.058 USD
4	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-67.467 USD
5	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	102.800 USD
6	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	259.009 USD
7	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	402.320 USD
8	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	533.797 USD
9	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	654.419 USD
10	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	765.081 USD

Tabla 6.6: Flujo de caja con historial del VAN cada año

6.11.3.4. Determinación del periodo de recuperación de la inversión (PRI)

El flujo de caja junto con el historial del VAN puede apreciarse en la Tabla 6.7, con un VAN positivo a partir del año 5.

AÑO	COSTO DE MATERIALES	COSTO DE INSTALACIÓN Y CONFIGURACIÓN DE IED MULTIFUNCIONAL	TOTAL EGRESOS	AHORRO DE COSTOS POR ACTUACIÓN INCORRECTA	AHORRO DE COSTOS POR REPARACIÓN DEL SISTEMA	TOTAL INGRESOS	FLUJO	HISTORIAL DEL VAN
0	369.000 USD	547.200 USD	916.200 USD			0 USD	-916.200 USD	
1	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-675.854 USD
2	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-455.353 USD
3	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-253.058 USD
4	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	-67.467 USD

5	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	102.800 USD
6	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	259.009 USD
7	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	402.320 USD
8	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	533.797 USD
9	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	654.419 USD
10	0 USD	0 USD	0 USD	135.977 USD	126.000 USD	261.977 USD	261.977 USD	765.081 USD

Tabla 6.7: Flujo de caja con historial del VAN cada año

El tiempo de recuperación de la inversión se establece entre los 4 y 5 años, como puede apreciarse en la figura siguiente.

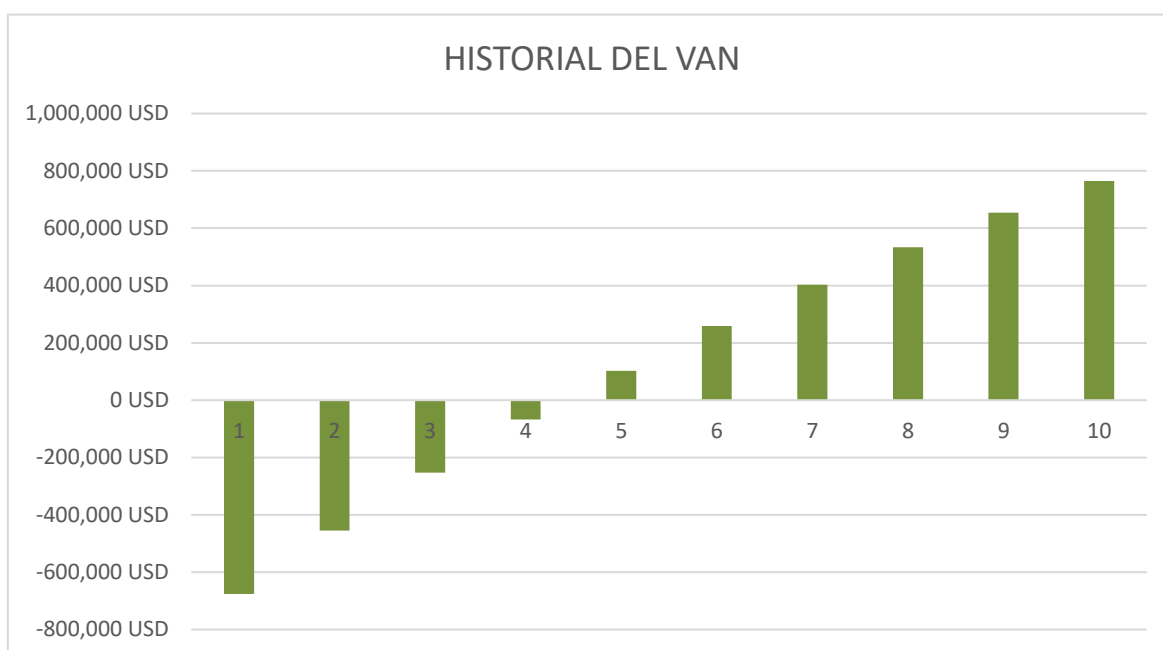


Figura 6.2: Historial del VAN en el horizonte de tiempo estudiado

IV. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 7

7.1. CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ.

El primer paso en el proceso es el conocimiento de la condición actual de la instalación, y para el propósito se realizó un relevamiento de datos referente al sistema de protección eléctrica de las unidades generadoras, para lograrlo se realizó una visita técnica a la CH-ITAIPÚ, específicamente a la sala donde se encuentran alojados los paneles de control, del mismo modo se hizo una revisión documental de la base de datos de la central hidroeléctrica ITAIPÚ, alojados en el aplicativo SAT (Sistema de archivo técnico). La revisión posibilitó el acceso a los documentos **ASEA RELAYS-A03-0211- PROTECCION DE GENERADORES** [44] y **MEMORIAL DA PROTEÇÃO DO CONJUNTO GERADOR/TRANSFORMADOR ELEVADOR** [45], entre otros, que desarrollan con detalle todos esquemas de protecciones de cada unidad generadora.

A partir de la visita técnica y la revisión de los documentos mencionados se elaboró una descripción del sistema de protección, presentados a continuación.

7.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS GENERADORES EN ESTUDIO

Antes de ahondar cualquier aspecto del proyecto, es necesario conocer la instalación objeto de estudio, en este caso corresponde a una sección la central hidroeléctrica de ITAIPÚ (CH-ITAIPÚ), específicamente el sistema de protección eléctrica de las unidades generadoras. Por lo tanto, el primer paso es conocer las características técnicas de las unidades en cuestión.

En la CH-ITAIPÚ existen en total 20 unidades generadoras, de los cuales 10 unidades corresponden a la generación en 50 Hz y 10 unidades a la generación en 60 Hz. Además de la frecuencia de generación, la otra diferencia considerable está en la capacidad de generación, puede apreciarse en la Tabla 7.1, un resumen de lo expresado.

Descripción	Valores
Cantidad	20 unidades
Frecuencia 60 Hz	10 unidades
Frecuencia 50 Hz	10 unidades
Potencia nominal 50/60 Hz	823,6/737,0 MVA
Tensión nominal	18 kV
Número de polos 50/60 Hz	66/78
Momento de inercia - GD2	320.000 t.m ²
Factor de potencia 50/60 Hz	0,85/0,95
Pieza más pesada – rotor	1.760t
Peso de cada unidad 50/60 Hz	3.343/3.242 t

Tabla 7.1: Resumen de la generación en la CH-ITAIPÚ.

Con el objeto de mayor claridad con respecto a los sectores de la central, se menciona que los generadores están divididos en dos sectores, sector 50 Hz y 60 Hz, los cuales presentan algunas diferencias a considerar, y se detallan en las tablas a continuación algunos datos relevantes de las unidades mencionadas.

Descripción	Valores
Generadores	
Unidades	1 a 9
Potencia nominal	823.6 MVA
Tensión nominal	18 kV
Banco de Transformadores Elevadores	
Potencia nominal	3 x 275 MVA
Tensión	18 / 525 kV $\pm$ 2 x 2.5%
Reactancia	15.23%
Transformador de aterramiento del generador	
Potencia nominal	50 kVA (continua) 560 kVA (10s)
Tensión	20 kV /1 kV
Resistor de aterramiento del generador	
Potencia nominal	24 kW (continua) 200 kW (10s)
Tensión nominal	240 V
Valor óhmico	1 -1.4 - 2.8 ohms
Banco de transformadores de servicios auxiliares	
Potencia nominal	3 x 500 kVA
Tensión	18000/460V
Reactancia	8.5% (base 500 kVA) [1]

Tabla 7.2: Resumen de características del sector de 50 Hz [1].

Descripción	Valores
Generadores	
Unidades	10 a 18
Potencia nominal	737.0 MVA
Tensión nominal	18 kV
Banco de Transformadores Elevadores	
Potencia nominal	3 x 256 MVA

Tensión	18 / 525 kV $\pm$ 2 x 2.5%
Reactancia	14.80%
Transformador de aterramiento del generador	
Potencia nominal	50 kVA (continua) 560 kVA (10s)
Tensión	20 kV / 1 kV
Resistor de aterramiento del generador	
Potencia nominal	24 kW (continua) 200 kW (10s)
Tensión nominal	240 V
Valor óhmico	1 -1.4 - 2.8 ohms
Banco de transformadores de servicios auxiliares	
Potencia nominal	3 x 500 kVA
Tensión	18000/460V
Reactancia	8.5% (base 500 kVA)

Tabla 7.3: Resumen de características del sector de 60 Hz [1].

Cuando se habla de las unidades generadoras también son considerados los transformadores elevadores que van conectados directamente a los anteriores a través de barra de fase aislada, sin ningún equipo de maniobra de por medio, algunos documentos [45] por ejemplo, utiliza la denominación CONJUNTO GENERADOR/TRANSFORMADOR ELEVADOR para precisar los esquemas de protección.

Hasta este punto se ha presentado las características técnicas más importantes de las unidades generadoras y ya mencionado también los sectores en los que están divididos los mismos, se aborda a partir de este punto el objeto principal del presente proyecto, el sistema de protección eléctrica de cada unidad y el análisis para un Detroit del mismo.

Para el objeto del trabajo puede considerarse como idénticas las unidades generadoras U1 al U18 y su sistema de protección eléctrica, por tratarse de máquinas con funciones idénticas y características similares, haciendo la salvedad de las diferencias ya mencionadas anteriormente. Por lo tanto, se utilizará una sola unidad para el análisis y modelado para la propuesta de retrofit, a partir de la cual podrán replicarse los demás siguiendo procedimientos similares.

Las unidades U9A y U18A fueron montadas posterior a las demás mencionadas en el párrafo anterior, y posee un sistema de protección diferente, aunque basado en el mismo principio que los demás generadores. Este punto se describirá con más detalles posteriormente.

7.2.1. Formas de desconexión y bloqueo de las unidades generadoras

Es de vital importancia para un correcto retrofit del sistema de protección conocer el efecto de la actuación de cualquier esquema de protección eléctrica en las unidades, pues en la mayoría de los casos desencadena en la parada de dichas unidades generadoras, y este es un proceso compuesto de diversas etapas, que pueden ser cumplidos en la totalidad o también parcialmente.

De esta manera, partiendo del tipo de falla presentada en la unidad en su conjunto con el transformador elevador, se decide el tipo de desconexión a aplicar, cuidando siempre en causar el menor desgaste posible a las partes constructivas de las máquinas y el menor impacto al sistema eléctrico de potencia.

La Tabla 7.4 presenta las protecciones y el tipo de parada involucrada.

Protección		Paradas					
		05	05A	86E	86N	86TR	52/A
21	Relé de distancia		x	x			x
40	Relé de pérdida de excitación		x		x		
46	Relé de desbalance de carga		x				
49TA	Sobretensión en bobina del TR-SS.AA.	x					
49TR	Sobretensión en bobina del TR-Elev.	x					
50/51A	Relé de sobrecorriente del TR-SS.AA.			x			x
50S	Relé de sobrecorriente inducida en el eje				x		
51N	Relé de sobrecorriente en neutro TR-Elev.		x				
51NA	Relé de sobrecorriente en neutro TR-S.AA.			x			x
59/59T	Relé de sobretensión	x	x				
63PR	Válvula de alivio de presión					x	
63TR/FP	Relé Buchholz					x	
64SA	Relé de falla a tierra en el estator 90%			x			x
64SB	Relé de falla a tierra en el estator 100%				x		
81	Detector de sobrevelocidad 140%	x					
87G	Relé Diferencial del Generador			x			x
87SP	Relé Diferencial de fase dividida			x			x
87TA	Relé Diferencial del TR-SS.AA.			x			x
87TR	Relé Diferencial del TR-Elev.			x		x	x
87TRG	Relé Diferencial de falla a tierra restringida			x		x	x
87U	Relé Diferencial de Unidad			x			x
87V	Relé Diferencial de la bahía			x			x
95	Relé de Sobreexcitación			x			x

Tabla 7.4: Resumen de características del sector de 60 Hz.

Detalles:

- 05 Relé de parada completa sin Bloqueo sin sobrevelocidad
- 05A Relé de parada parcial con sobrevelocidad sin Bloqueo

- 86E Relé de Bloqueo con parada completa y con sobrevelocidad
- 86N Relé de Bloqueo con parada completa y sin sobrevelocidad
- 86TR Relé de Bloqueo del Transformador Principal
- 52/A Relé de alta velocidad para disparo de interruptores

En otro documento de la misma institución también se ha precisado lo siguiente con relación a los diferentes dispositivos de parada utilizados:

- 05 - parada completa sin sobrevelocidad
- 05A - parada parcial con sobrevelocidad;
- 05B - parada parcial sin sobrevelocidad;
- 86E - parada completa con sobrevelocidad con bloqueo;
- 86N - parada completa sin sobrevelocidad con bloqueo;
- 86M - parada completa en emergencia con bloqueo.

Las funciones con bloqueo no permiten la reposición o arranque de los generadores sin la normalización local de los relés por una persona. El panel de bloqueos puede visualizarse en la Figura 7.1.



Figura 7.1: Panel de funciones de bloqueo

7.2.2. Diagrama unifilar de las protecciones

El diagrama unifilar general del sistema de protección de una unidad del conjunto generador-transformador elevador, que puede apreciarse en la Figura 7.2, muestra la totalidad de los relés de protección, totaliza 19.

Estas protecciones están divididas en dos conjuntos: protección primaria y protección alternada. Cada conjunto se encuentra alojado en tableros física y eléctricamente separados.

A modo de aclaración, se menciona que las protecciones mencionadas en este punto corresponden a las unidades U1 al U18 que utilizan relés estáticos, un relé para cada función, con sus respectivas unidades de medición y dividiéndose en protección primaria y alternada, presentándose así una redundancia completa [46] del sistema de protección. El mismo documento [46] menciona que, las aplicaciones tradicionales de los relés de protección del generador implicaban la utilización de relés separados de diferentes funciones con cierta superposición y respaldo cuando sea apropiado.

Como se ha mencionado antes, el sistema de protección de las unidades U9A y U18A está basado en relés numéricos modernos [47] y no requieren de un retrofit, por lo que son excluidos del análisis para este trabajo.

La protección primaria compuesto por 9 relés estáticos está localizada en el tablero ULP12 y cuenta con la siguiente lista de relés de protecciones:

- Protección diferencial del generador- 87G.
- Protección diferencial de fase divida- 87SP.
- Protección de falla a tierra en el estator 100%- 64SB.
- Protección de sobretensión- 59/59T.
- Protección diferencial del transformador- 87TR.
- Protección diferencial del transformador de servicios auxiliares- 87TA.
- Protección diferencial del vano -87V.
- Protección de distancia de la unidad- 21.

- Protección diferencial de falla a tierra restringida del transformador de la unidad- 87TRG.

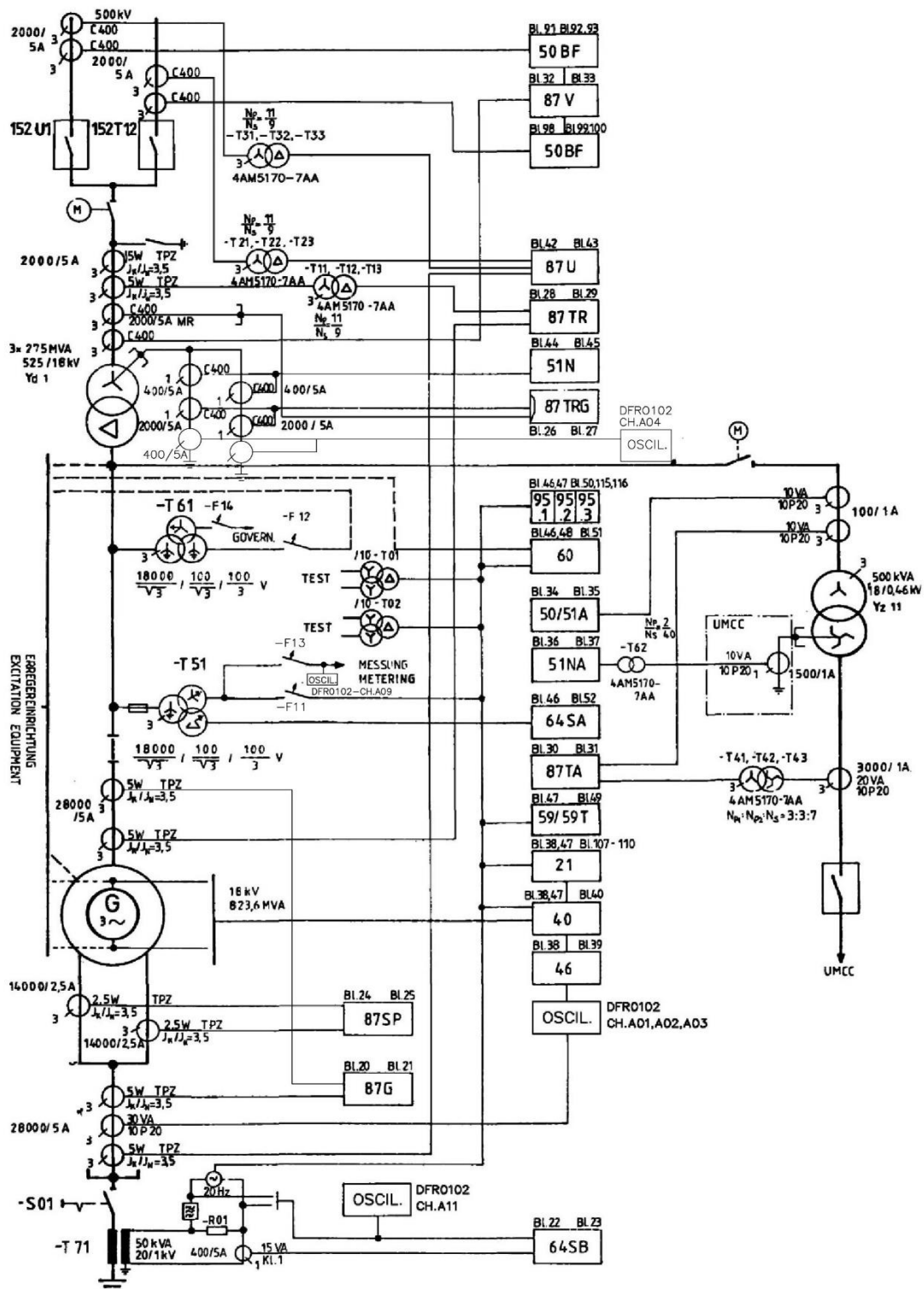


Figura 7.2: Diagrama unifilar de la protección de las unidades generadoras.

Mientras que la protección alternada está montada sobre el tablero ULP10 y está compuesta por los siguientes relés de protecciones:

- Protección de falla a tierra en el estator 90%- 64SA.
- Protección diferencial de la unidad- 87U.
- Protección contra pérdida de excitación- 40
- Protección contra carga desequilibradas- 46.
- Protección contra sobreexcitación-95.
- Protección de sobre corriente de neutro del transformador principal-51N.
- Protección de sobre corriente de neutro del transformador de servicios auxiliares- 51NA.
- Protección contra desequilibrio de tensión-60.
- Protección contra falla de interruptor-50BF.

Como se ha mencionado previamente, las protecciones alternadas están diseñadas como redundancia a las primarias, pero con funciones diferentes.

7.2.3. Matriz de Diodos

Tanto la protección primaria, como la alternada, contienen una matriz de Trip. Compuesta de 15 columnas verticales y 9 líneas horizontales. Los cruces entre las líneas y las columnas de matriz de Trip existen encajes para inserción de diodos plugables, los cuales hacen el contacto entre las líneas y las columnas de la matriz.

Las salidas de los relés de protección están conectadas a las columnas que constituyen la entrada de la matriz, al paso que las líneas que constituyen la salida de la matriz, están conectados a los relés de parada y de abertura de los interruptores de las unidades generadoras.

Así la lógica de actuación de la protección es determinada por la inserción de los diodos plugables en la matriz de Trip. La protección de un relé de protección causa la actuación de una columna de la matriz, la cual ira a activar las líneas en cuyos cruces estuviese inserido un diodo plugable; la activación de una línea causa la actuación del relé de parada, o abertura de los interruptores asociados a la unidad generadora.

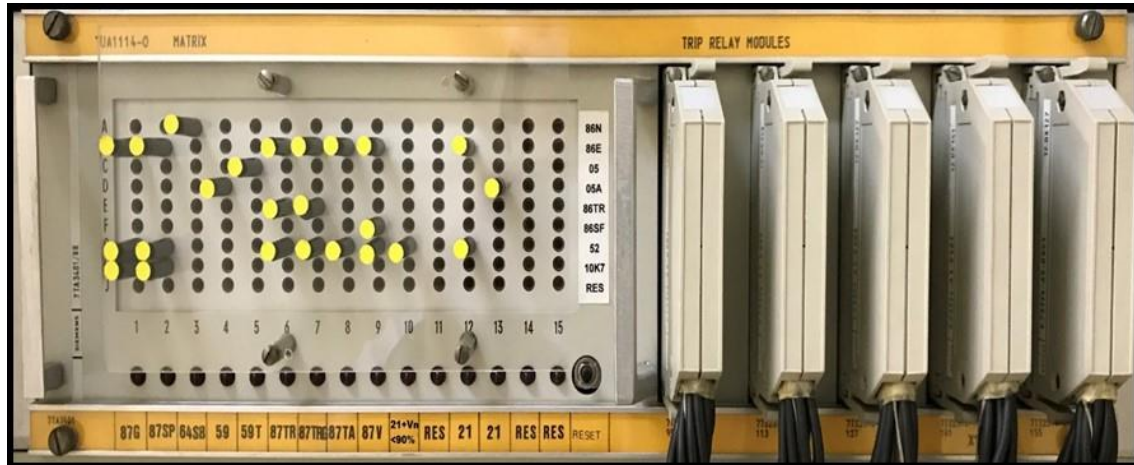


Figura 7.3: Módulo de la matriz de diodos. Fuente: ITAIPÚ

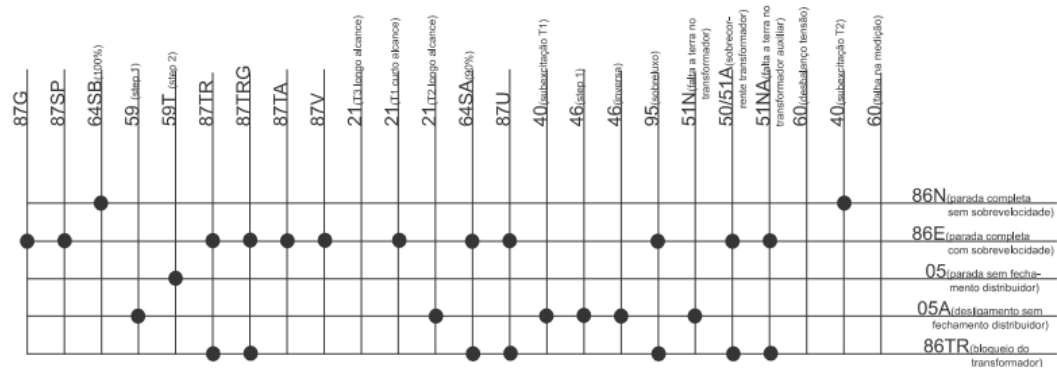


Figura 7.4: Representación de bloqueos en la Matriz de Trip [45].

7.2.4. Normas técnicas que rigen al sistema de protecciones

Las normas que rigen para la representación y funcionamiento actual de la protección eléctrica de los generadores son ANSI/IEEE C 37.2–1979.

Además de las normas utilizadas como referencias en la construcción de la CH-ITAIPÚ, que constan en los documentos revisados y son mencionadas a continuación:

- ABNT conforme aplicable
- INTN conforme aplicable
- ANSI C37.20 (IEEE Std. 27) - Standard of Switchgear Assemblies Including
- Metal - Enclosed Bus.

- ANSI C37.23 (IEEE Std. 298) - Calculating Losses in Isolated Phase Bus.
- ANSI C37.100 - Definitions for Power Switchgear
- NEMA SG-5 - Power Switchgear Assemblies
- IEC 298 - High - Voltage Metal - Enclosed Switchgear and Control gear

Otras normas eventualmente sometidas por fabricantes y aprobadas por ITAIPÚ fueron adoptadas como las siguientes: IEC, IEEE, ISO, ASTM, ANSI, NEMA.

Como complemento de las normas consideradas, en la Tabla 7.5 se presentan también las documentaciones de los equipamientos existentes en la central.

Código	Descripción
6210-DI-00001 -I	SINGLE LINE DIAGRAM - PROTECTION AND METERING-50 Hz
6210-DI-00003-I	SINGLE LINE DIAGRAM - PROTECTION AND METERING-60 Hz
6212-DF-73001-I	AGREGADOS - SINGLE LINE DIAGRAM GENERATOR - UNIT PROTECTION AND METERING
6212-DF-73045-I	UNIT-01 - 50HZ - ULP-01 - GENERATOR UNIT PROTECTION - THREE LINE DIAGRAM
6223-DF-B3016-P	UNIDAD 9A - PANELES DE PROTECCIÓN PRIMARIA -GPP-9A-1 Y GPP-9A-2 - PLANTA, VISTAS Y DIMENSIONES
6223-DF-B3017-P	UNIDAD 9A – PANELES DPROTECCIÓN ALTERNADA GAP-9A-1 Y GAP-9A-2 - PLANTA, VISTAS Y DIMENSIONES
6223-DF-B3021-P	UNIDAD 9A - DIAGRAMA TRIFILAR DE PROTECCIÓN PRIMARIA - PANELES GPP-9A-1/GPP-9A-2
6223-DF-B3022-P	UNIDAD 9A - DIAGRAMA TRIFILAR DE PROTECCIÓN ALTERNADA - PANELES GAP-9A-1/GAP-9A-2

Tabla 7.5: Resumen de características del sector de 60 Hz.

Para el desarrollo de la propuesta de retrofit, se aplicará la normativa actual existente con el propósito de asegurar la compatibilidad de los elementos.

7.3. DESCRIPCIÓN DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS DEL CONJUNTO GENERADOR-TRANSFORMADOR ELEVADOR

A continuación, se exponen todos los detalles relacionados a las 19 protecciones de las unidades generadoras existentes. Para cada caso se presenta una breve descripción de las protecciones, así como los datos técnicos más relevantes.

Todo lo expuesto es las secciones siguientes serán de mucha importancia para las decisiones a tomar para la propuesta de retrofit de las protecciones de las unidades generadoras.

7.3.1. Protecciones contra fallas entre fases de los arrollamientos del estator

Los generadores síncronos son protegidos contra los defectos eléctricos por un conjunto de protecciones con funciones específicas. En ITAIPÚ debido a la criticidad de la instalación, se encuentran instaladas un conjunto de protecciones, entre las cuales se encuentra la protección diferencial.

En el caso de cortocircuitos entre fases en el arrollamiento del estator o entre los terminales del generador, la máquina debe desconectarse rápidamente de la red y llevada a la condición de parada completa con objeto de limitar el daño que puede producirse. Los cortocircuitos en las barras del generador, en el transformador de grupo o en el arrollamiento de alta tensión del transformador de grupo deben desconectarse también rápidamente de la red [44]. El generador debe llevarse también a las condiciones de paro completo si no hay interruptor entre la máquina y el transformador como es el caso estudiado.

Las protecciones diferenciales son dedicadas para par protección contra cortocircuitos en el devanado del estator del generador y también del transformador elevador. De esta manera se tiene un conjunto de relés diferenciales protegiendo diferentes campos del conjunto generador-transformador elevador. Las protecciones diferenciales mencionadas se citan a continuación:

- 87G - Protección diferencial del Generador;
- 87SP - Protección diferencial contra falla entre devanados;
- 87TR - Protección diferencial del Transformador elevador;
- 87TRG - Protección diferencial de falla a tierra del transformador;
- 87TA - Protección diferencial de Transformador de Servicios Auxiliares;
- 87V - Protección diferencial del vano
- 87U - Protección diferencial de la Unidad (grupo Generador y Transformador).

Seguidamente, se describen brevemente cada una de ellas para su consideración al momento de seleccionar los dispositivos para la modernización de las protecciones, incluidas las mismas.

7.3.1.1. Protección Diferencial del Generador (87G)

El relé diferencial de protección de los generadores de ITAIPÚ está compuesto de tres módulos diferenciales porcentuales monofásicos y un módulo de señalización véase la figura de abajo.

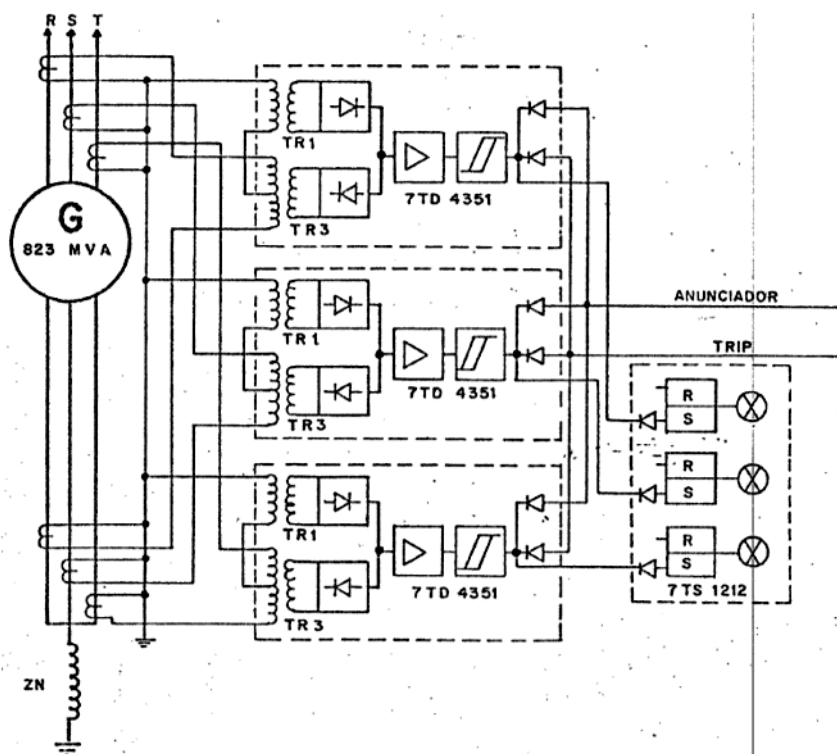


Figura 7.5: Diagrama simplificado del relé 87G

Las corrientes secundarias de los TC son llevadas a los módulos 7TD4351 donde son formados los componentes de operación y de restricción por los transformadores auxiliares TR1 y TR3, respectivamente, correspondientes a las bobinas de operación y de restricción. Estos componentes son también convertidos en tensiones CC de nivel compatible con el modulo, a través de rectificadores conectados al secundario de los transformadores auxiliares, siendo que la componente correspondiente a la operación recibe la polaridad positiva, a un nivel de 0,22V por ampere de diferencia.

Como los tres módulos 7TD4451 son idénticos, estos deben ser ajustados para los mismos valores de pick-up en las tres fases. El ajuste de pick-up es hecho por la inserción de plug colocadas en la parte frontal de los módulos 7TD4451 pudiendo ser ajustado en la faja de 0,25 - 2 A por la inserción de los plug convenientes.



Figura 7.6: Modulo del relé 87G

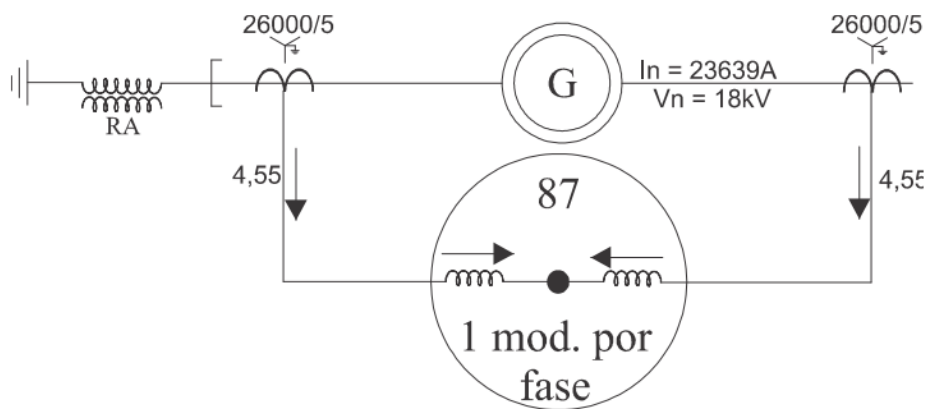


Figura 7.7: Delimitación de la región de protección del relé 87G.

7.3.1.2. Protección diferencial contra falla entre devanados (87SP)

El relé diferencial de fase divida de ITAIPÚ está compuesta de tres módulos diferenciales porcentuales monofásicos 7TD4451 y un módulo de señalización 7TS1212, véase figura de abajo.

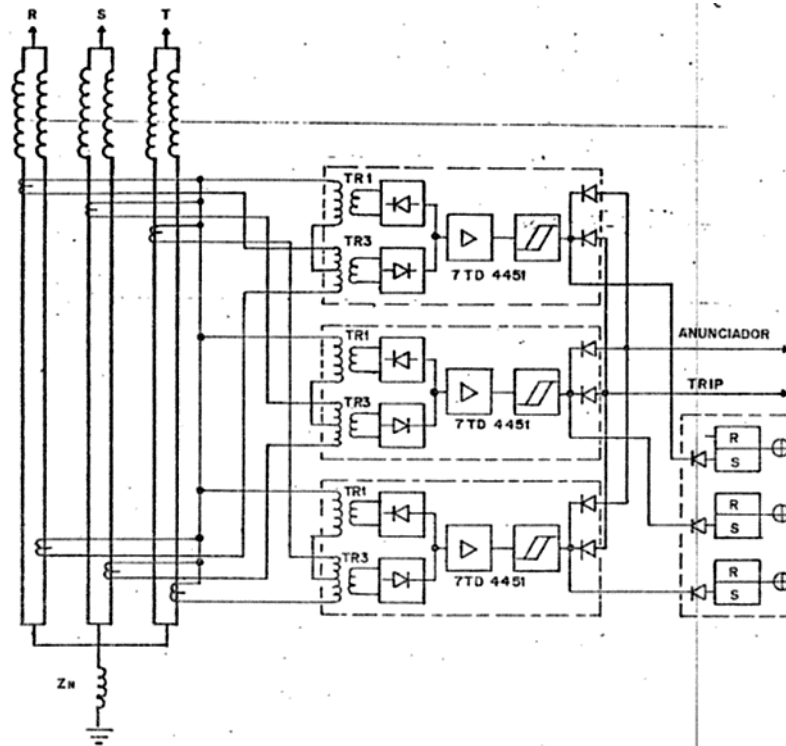


Figura 7.8: Diagrama simplificado del relé 87SP.

Las corrientes secundarias de los TC son llevadas a los módulos 7TD4451 donde son formadas las componentes de operación y de restricción por los transformadores auxiliares TR1 y TR3, respectivamente, correspondientes a las bobinas de operación y de retención.

En este relé, al contrario de la protección diferencial normal, existen dos bobinas de operación representadas por las dos mitades del primario del transformador auxiliar TR3, las cuales tiene efectos opuestos, esto es; tienden a anularse cuando la corriente que circula por ellas es igual en modulo, pues tienen sentidos contrarios en condiciones normales, véase Figura 7.8. Así es trasferido al secundario del transformador TR3, apenas la diferencia entre las dos corrientes que es componente de operación.

Del punto medio del arrollamiento primario del transformador TR-03 sale la suma de las corrientes secundarias de los TC, el cual es llevado al transformador auxiliar TR1 formando la componente de restricción.

Estos componentes son también convertidos en tensiones de CC de nivel compatible con el módulo, por medio de rectificadores conectados a los secundarios de los transformadores auxiliares, siendo que la componente proporcional a la operación recibe polaridad positiva y la componente proporcional a la restricción recibe polaridad negativa. La tensión de salida del relé será normalmente de +24 V, cayendo para cero cuando este actúa.



Figura 7.9: Módulo del Relé 87SP.

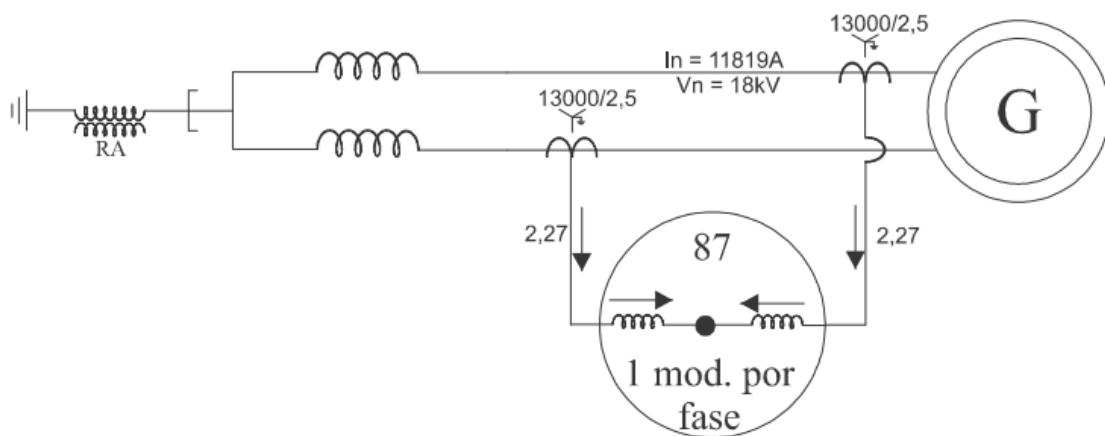


Figura 7.10: Delimitación de la región de protección del relé 87SP [48].

7.3.1.3. Protección Diferencial del Transformador elevador (87TR)

Un transformador cuando es energizado necesita de una corriente inicial de magnetización, dicha corriente es el denominado “INRUSH”.

Esta corriente puede llegar de 8 a 10 veces la corriente nominal y dura un buen espacio de tiempo, lo cual sería suficiente para operar un relé direccional común, pues esta corriente aparece como una falla interna para el relé.

Como la corriente de inrush es mayoritariamente en armónicos, principalmente la de segundo armónico, una forma de evitar la operación incorrecta del relé diferencial durante la energización de un transformador es utilizando un filtro de armónicos para proporcionar una restricción adicional al relé diferencial porcentual ver figura XX.

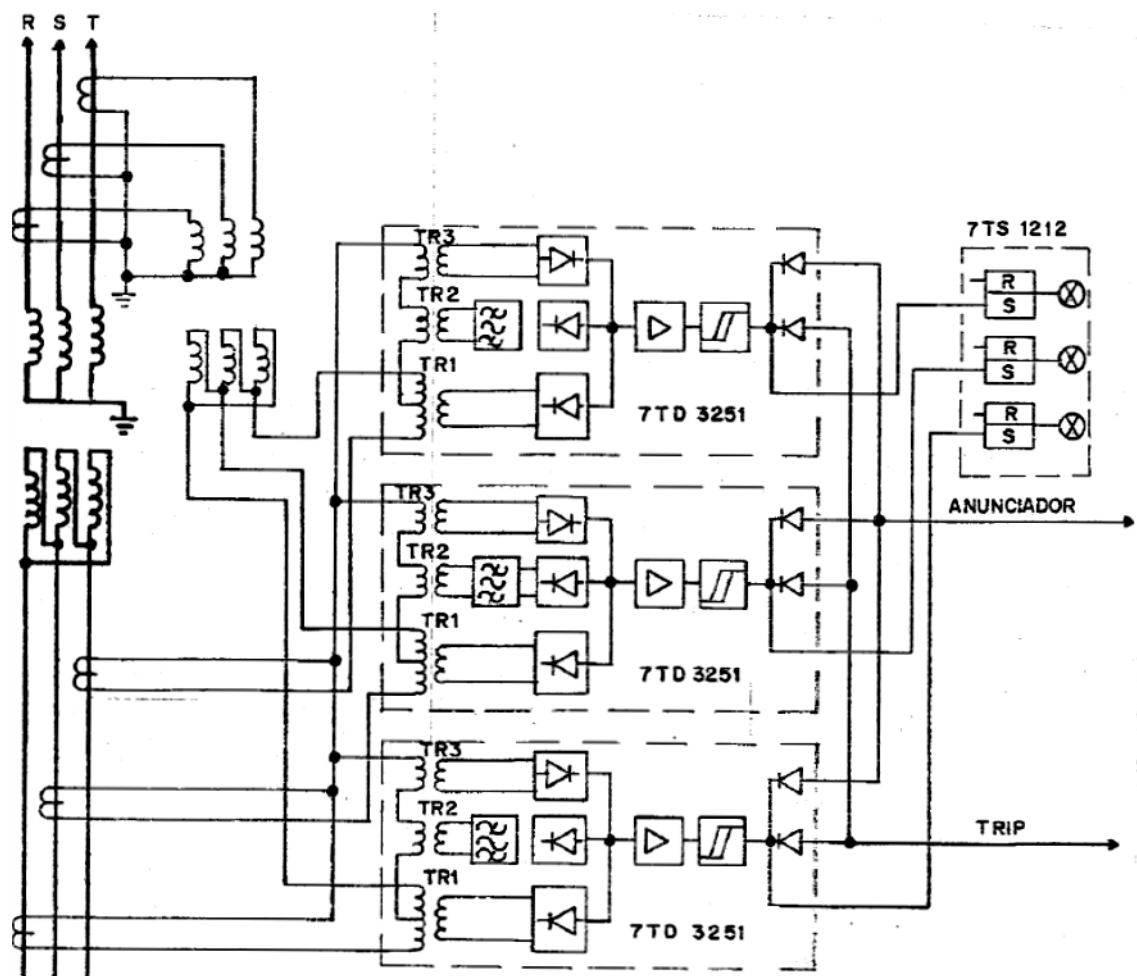


Figura 7.11: Diagrama simplificado del relé 87TR.

La protección utilizada en los transformadores elevadores de las unidades generadoras de ITAIPÚ compone de 3 módulos 7TD3251, que son relés diferenciales monofásicos con restricción de armónicos, y un módulo 7TS1212 para señalización local.

Las corrientes secundarias de los TC son llevadas a los módulos 7TD3251, siendo que en el lado de alta (Y) es hecha la compensación de fase por medio de un transformador auxiliar externo. Estas corrientes alimentan el transformador auxiliar TR3, que forma la componente de restricción normal. En el punto medio del arrollamiento primario TR1 sale la corriente diferencial, esto es, la diferencia entre las corrientes secundarias de los transformadores de corriente del lado de alta y de baja.

Esta corriente diferencial es compuesta de la componente de falla (cuando la hay), de la componente correspondiente al error de relación de los TC (que no ha sido corregida externamente) y de la componente correspondiente a la corriente inrush (cuando la hay), es aplicada a los transformadores auxiliares TR1 y TR2. El transformador TR2 forma parte de la restricción correspondiente a la corriente de inrush, utilizándose un filtro de paso baja centrado en la frecuencia de la segunda armónica, que es predominante.

Estas componentes son convertidas en tensión DC proporcionales a la corriente, por medio de rectificadores y sumadas, por un circuito resistivo. La componente de operación es compuesta por una parte proporcional en la corriente de inrush y tiene polaridad contraria a la oriunda del TR1.



Figura 7.12: Módulos del relé 87TR.

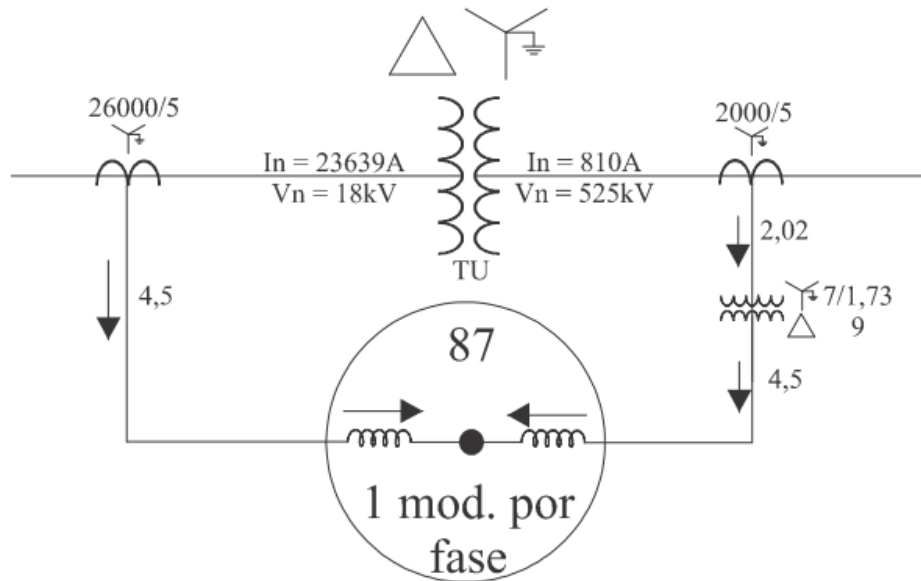


Figura 7.13: Delimitación de la región de protección del relé 87TR [48].

7.3.1.4. Protección Diferencial de falla a tierra restringida del transformador (87TRG)

Esta protección utiliza las corrientes de secuencia cero para detectar las fallas a tierra en el trecho comprendido entre el neutro del lado de alta del transformador principal y los interruptores de salida de la unidad.

Para esto, se utiliza las corrientes resultantes de los TC conectados en paralelo, colocados después de los interruptores de la unidad, comparando con la corriente procedente de los TC colocados en el neutro del transformador elevador.

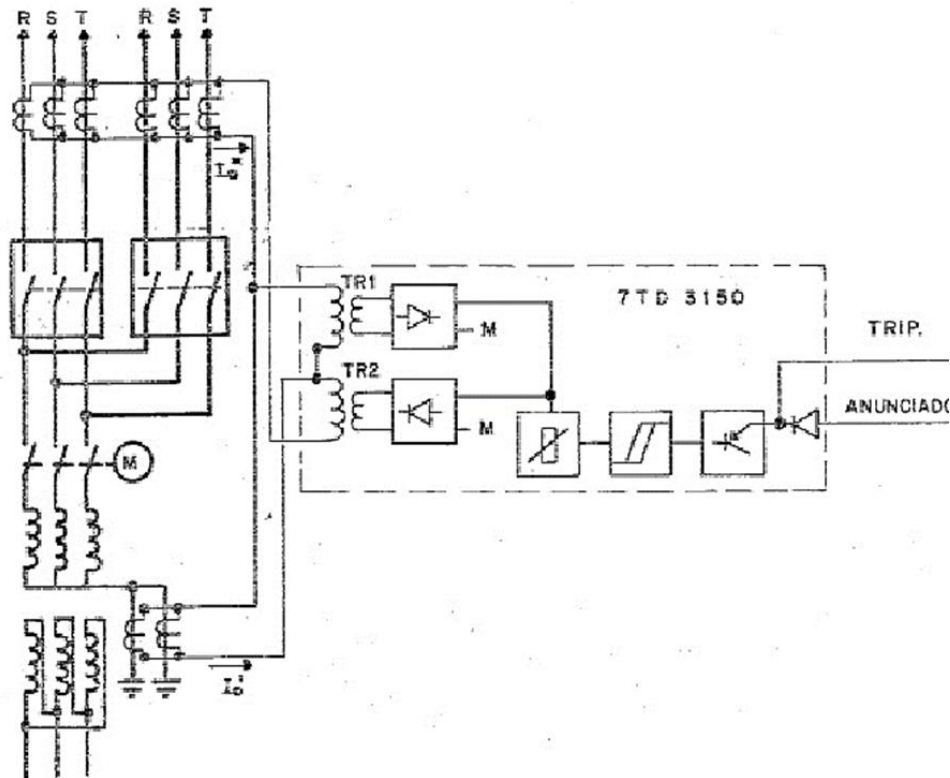


Figura 7.14: Diagrama simplificado del relé 87TRG.

Como en la salida de la unidad de los TC están conectados en paralelo, las corrientes de secuencias positiva y negativa se anulan, restando apenas la corriente de secuencia cero, o sea la corriente resultante de secuencia cero, esto cuando hay una condición de falla a tierra.

Estas corrientes son llevadas al módulo 7TD3150, donde son aplicadas a los transformadores auxiliares TR1 y TR2, que forman las componentes de operación y restricción, respectivamente. La corriente proveniente de los TC de la salida de la unidad es aplicada a los transformadores TR1 y TR2, en serie formando la componente de restricción en el transformador TR2. El transformador TR1 es aplicado del mismo modo que la anterior y la corriente proveniente de los TC del neutro, durante una condición de falla externa la corriente de los TC del neutro se oponga a la circulación de la salida de la unidad por el primario del TR1, haciendo que por allí circule solo la diferencia de estas corrientes, que corresponde a la componente de operación del relé.



Figura 7.15: Módulo del relé 87TRG

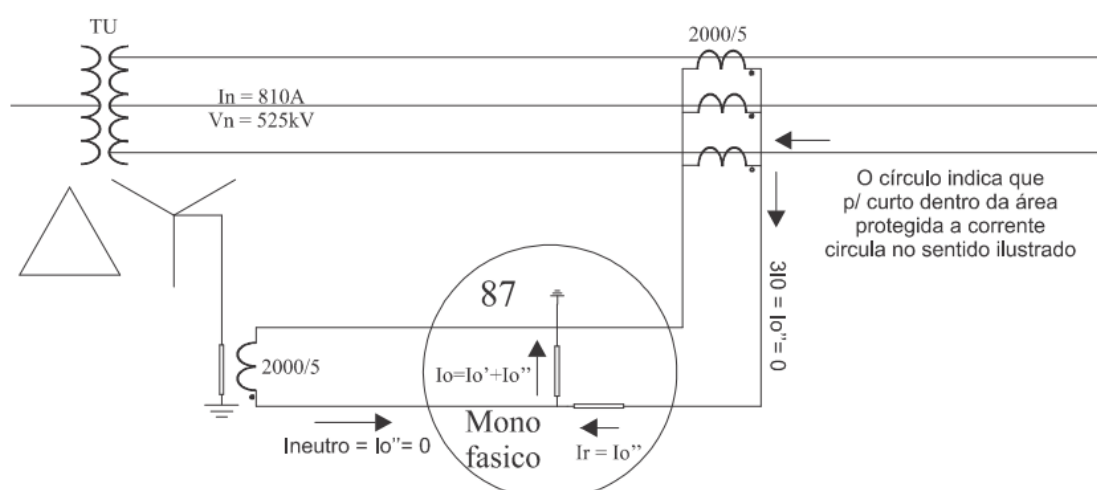


Figura 7.16: Delimitación de la región de protección del relé 87TRG [48].

7.3.1.5. Protección diferencial de Transformador de Servicios Auxiliares (87TA)

El transformador de SS.AA. es utilizado para alimentar los requerimientos energéticos propios de la unidad generadora, que es derivada a partir del “Bus Duct” que conecta el generador al transformador elevador. Cuando existe una falla asociada al transformador de SS.AA., toda la unidad necesita ser sacada de operación para que el defecto sea eliminado. Con esto la actuación de cualquier

protección de transformador de SS.AA. tendrá como consecuencia la parada total de la unidad.

Además de eso, toda la protección de este transformador está colocada en los paneles de control local de la unidad. Con esto se justifica la inclusión de las protecciones del transformador de SS.AA. en la protección de la unidad generadora.

El relé utilizado en la protección diferencial del transformador de SS.AA. es idéntico al empleado en la protección diferencial del transformador de la unidad. La diferencia fundamental consiste en el conexionado del transformador de corriente auxiliar, que aquí es una conexión Z/Y (Zigzag/Estrella) destinada a corregir el desvío de fase entre la corriente primaria y secundaria del transformador de SS.AA.

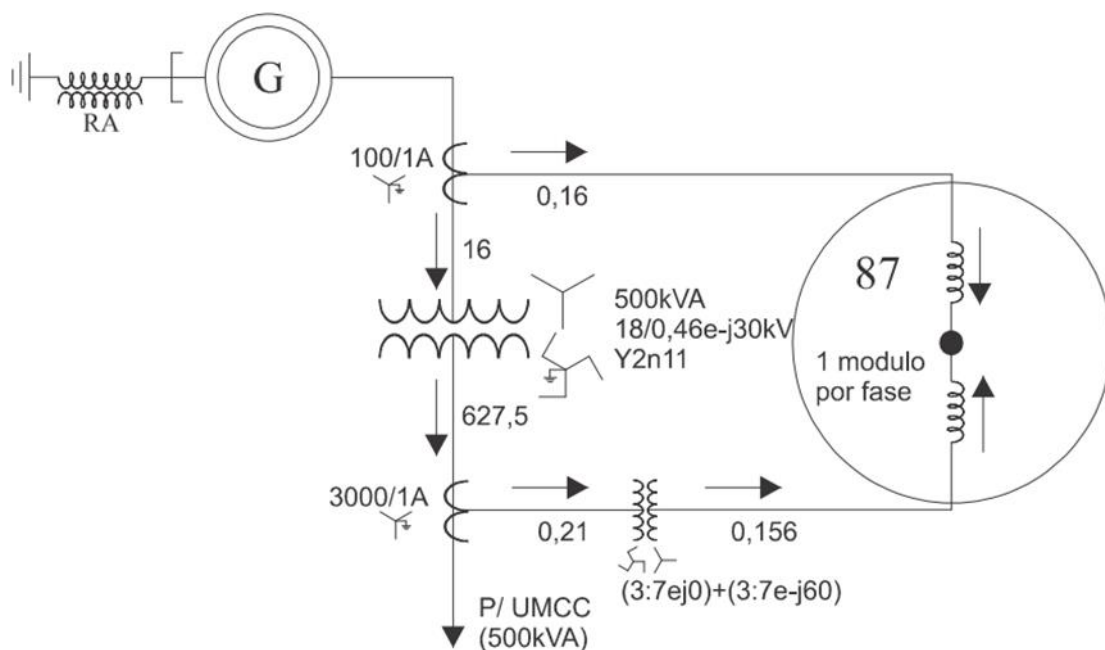


Figura 7.17: Delimitación de la región de protección del relé 87TA [48].

7.3.1.6. Protección diferencial del vano (87V)

Esta protección compara la corriente en los terminales del transformador elevador con las corrientes circulantes en la salida de los interruptores, y tiene la finalidad de retirar la máquina del sistema, caso ocurra algún defecto en el trecho del vano de la unidad generadora.

El relé 87V mostrada en la figura siguiente, es compuesto de tres módulos, que son módulos diferenciales monofásicos idénticos a los utilizados en la protección diferencial de la unidad.

La operación de la protección diferencial del vano de la unidad, ocasionara la parada completa de la maquina con sobre velocidad.

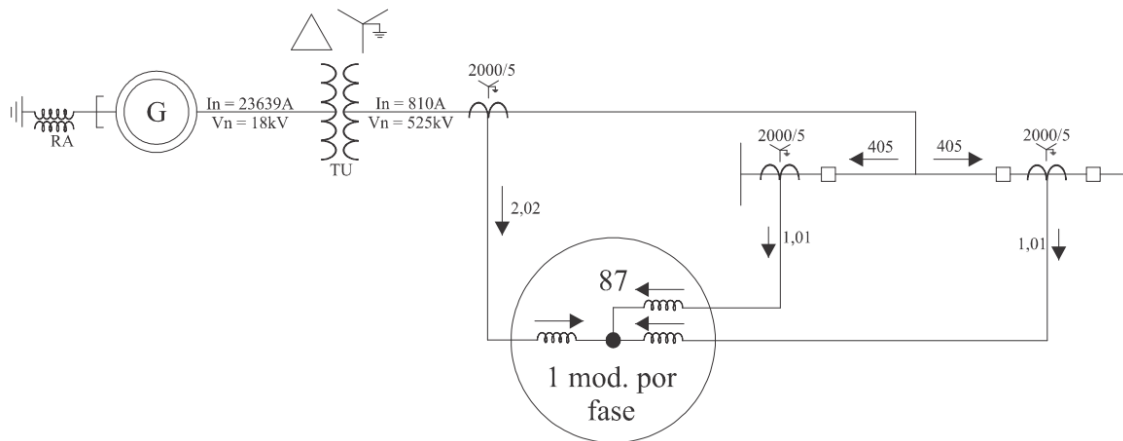
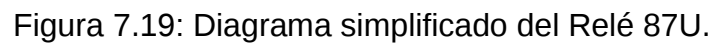


Figura 7.18: Delimitación de la región de protección del relé 87V [48].

7.3.1.7. Protección diferencial de la Unidad (grupo Generador y Transformador) (87U)

Esta protección tiene como función de proteger la unidad contra grandes fallas internas, actuando como protección de retaguardia para las demás protecciones diferenciales. Ella cubre toda la unidad desde el cierre del neutro del generador hasta el lado de alta del transformador elevador.

Las informaciones de corriente, para el relé diferencial de la unidad son provenientes de dos conjuntos de TC, uno próximo al neutro del generador y otro en los terminales de lado de alta del transformador elevador.



El relé utilizado en esta protección, consiste de 3 módulos 7TD3351, que son relés diferenciales monofásicos con restricción de armónicos semejantes a los utilizados en la protección diferencial del transformador.

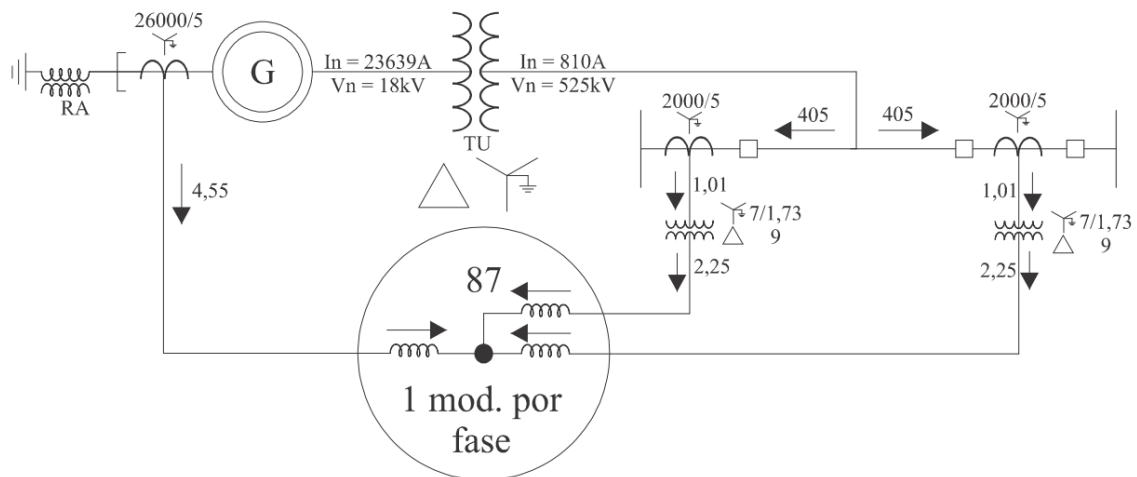


Figura 7.20: Delimitación de la región de protección del relé 87U [48].

7.3.2. Protección contra fallas a tierra en los arrollamientos del estator.

En todas las unidades generadoras tanto para 50 Hz como 60 Hz, el método de aterrizaje del neutro es con alta impedancia, y se realiza por medio de un transformador de distribución; en el secundario son colocados una resistencia de aterramiento y dos relés de falla a tierra del estator; el 64SA con cobertura del 90 % del arrollamiento, y el 64SB con cobertura de 100% del arrollamiento, las denominaciones son en base al código ANSI. En las secciones siguientes se detallan cada uno de los relés de protección mencionados.



Figura 7.21: Aterrizaje del Generador con alta impedancia.

La práctica común en la mayoría de los países es poner a tierra el neutro del generador a través de una resistencia, que limita la máxima corriente de falta a tierra a 5-10 A. También se utilizan reactancias sintonizadas que limitan la corriente de falta a tierra a menos de 1 A. En ambos casos, las tensiones transitorias en el sistema estatórico durante faltas a tierra intermitentes se mantienen dentro de límites aceptables, y las faltas a tierra que son disparadas en unos pocos segundos causarán únicamente un daño insignificante a las laminaciones del núcleo del estator. La resistencia de puesta a tierra del generador limita normalmente la tensión de neutro transmitida del lado de alta del transformador de grupo en caso de una falta a tierra en el lado de A.T. a máx. 2-3 % de la tensión nominal de fase del generador [30].

7.3.2.1. Protección falla a tierra en el estator 90% (64SA)

El relé 64SA está conectado al secundario de un transformador de potencial conectado a un delta (Δ) abierto en la salida de la máquina.

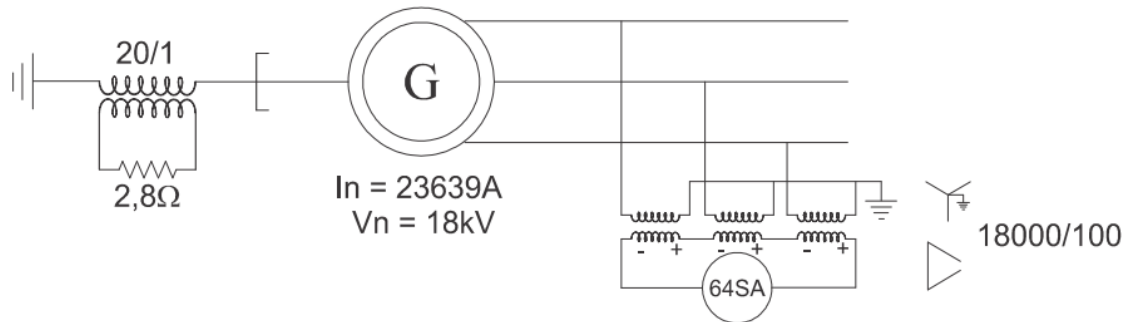


Figura 7.22: Diagrama de protección de falla a Tierra 90%.

El principio de funcionamiento del 64SA es por actuación de tensión de secuencia cero en los terminales del generador. En condiciones normales de operación del sistema las tres tensiones están equilibradas, y la información de tensión que el relé recibe es nula. En la condición de corto circuito monofásico, la tensión terminal de la fase en falta de la unidad generadora es proporcional al número de espiras desde el punto de corto circuito (Potencial a Tierra) y el terminal de la máquina.

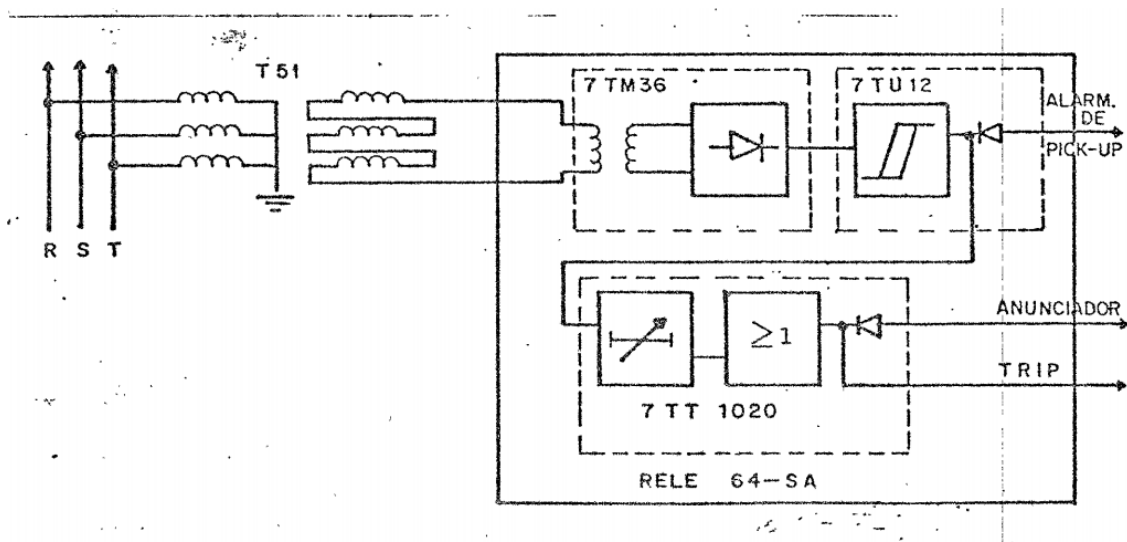


Figura 7.23: Diagrama simplificado del Relé 64-SA

Como en condiciones normales de operación las magnitudes de las tensiones en las tres fases tienen pequeñas discrepancias y el sistema no es perfectamente balanceado puede, surgir pequeña tensión residual por la conexión del transformador de potencial en delta abierto, por eso el pick-up del relé debe ser ajustado para un cierto nivel de tensión de modo a hacer con que no haya operación incorrecta. Por otro lado, la magnitud de secuencia cero va a depender de la porción de arrollamiento envuelto en una falla, o sea, va a crecer con el aumento de la distancia a partir del neutro en dirección a los terminales de la máquina. Por esta razón esta protección pierde un poco en su sensibilidad. En ITAIPÚ esta protección deberá cubrir 90% del arrollamiento del estator de la máquina, quiere decir, 10% del arrollamiento a partir del neutro no está protegido por esta protección.

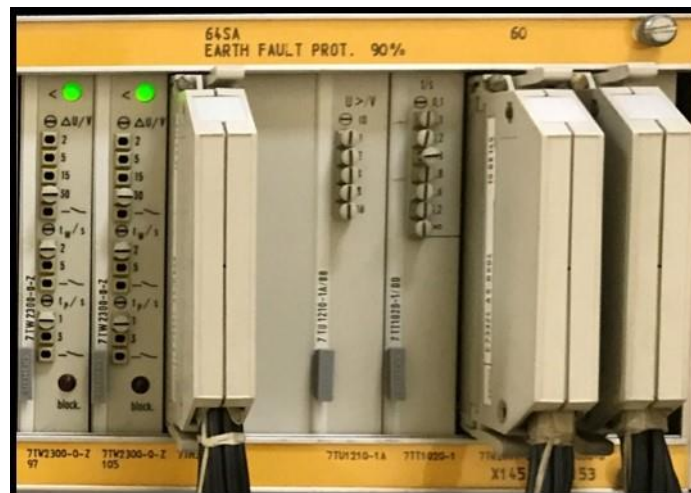


Figura 7.24: Modulo del Relé 64SA.

7.3.2.2. Protección falla a tierra en el estator 100% (64SB)

Aquí se utiliza el método de la medida de la impedancia del arrollamiento del estator a tierra, configurando así una protección para todo el arrollamiento, inclusive el final del neutro. Consiste básicamente en inyectar una tensión de 20Hz a través del transformador de aterramiento y tomar la medida de la corriente que circula, detectando así fallas envuelto a tierra en cualquier punto del estator del generador hasta el lado de baja tensión del transformador de unidad (TU) como muestra la figura de abajo.

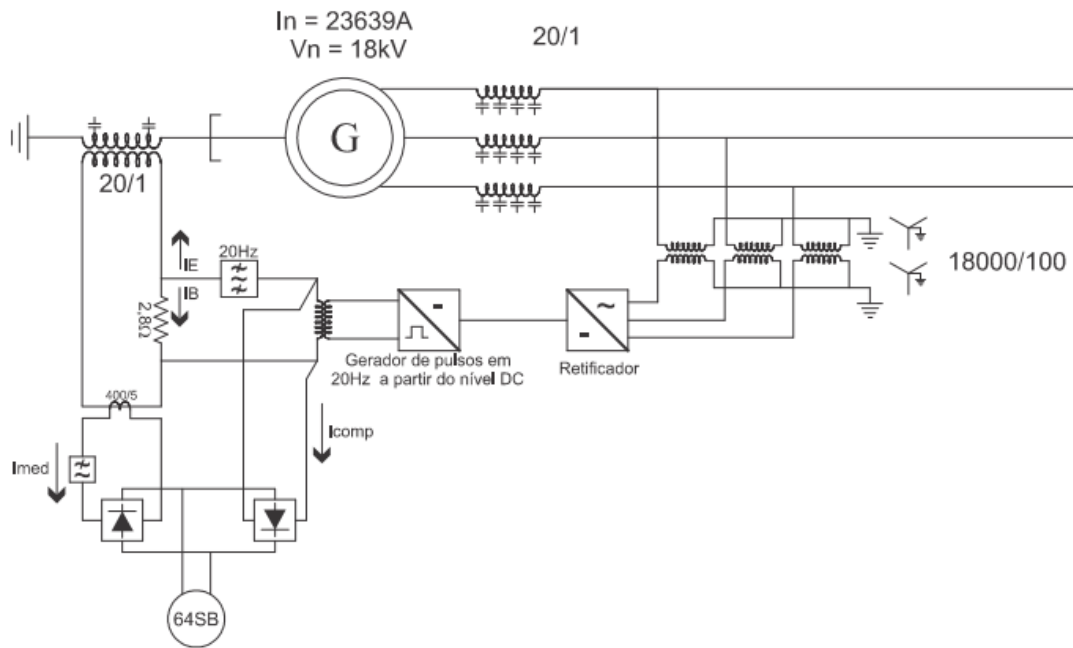


Figura 7.25: Diagrama de protección de falla a Tierra 100%.

Cuando haya una falla a tierra en el estator o en el neutro, la corriente inyectada en el circuito encuentra un camino a tierra, generando diferencia entre la corriente medida y la inyectada, causando la actuación temporizada en 100ms.



Figura 7.26: Modulo del relé 64SB.

7.3.3. Protección contra desbalance de carga (46)

En ITAIPÚ se utiliza como protección contra cargas desbalanceadas un relé estático que es compuesto de los siguientes módulos.

- Módulo de entrada de corriente 7TM1655.
- Filtro de secuencia negativa 7TF2000.
- Disparador doble de valor límite 7TP1203.
- Temporizador doble 7TT1122.
- Módulo de imagen térmica 7TJ2110

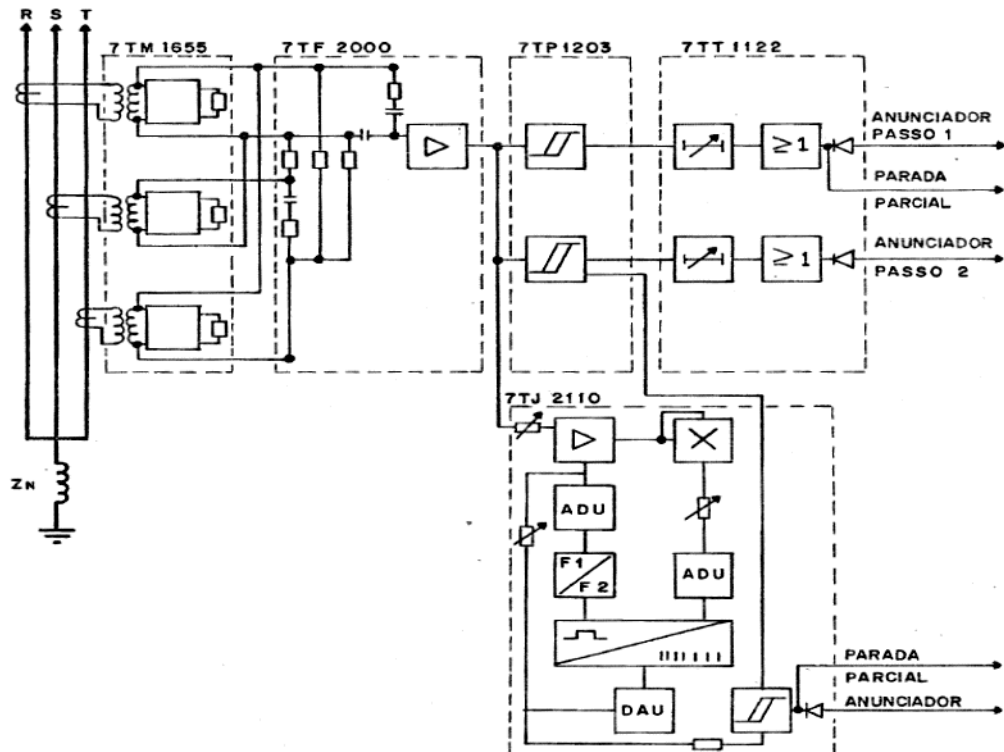


Figura 7.27: Diagrama Simplificado del relé 46.

Las informaciones de corriente en cada fase, necesarias para el relé, son colectadas a partir de un conjunto de TC colocados junto al neutro del generador y de ahí llevadas al módulo de entrada de corrientes 7TM1655 del relé 46, donde las corrientes trifásicas son convertidas en niveles de tensión convenientes para el procesamiento subsecuente.

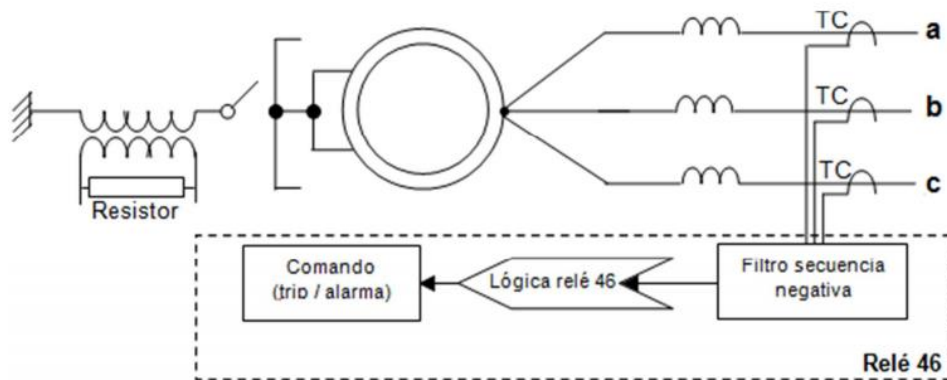


Figura 7.28: Diagrama unifilar del relé 46.

Estas tensiones son llevadas a un filtro de secuencia que tiene la función de proporcionar una tensión proporcional a la corriente de secuencia negativa que será procesada en tres etapas diferentes:

- La tensión de secuencia negativa es aplicada a unos de los disparadores de valor límite del módulo 7TP1203 y de ahí llevado a uno de los temporizadores del módulo 7TT1122 que va a dar alarma, indicando presencia de corrientes de secuencia negativa por encima de un determinado nivel.
- La señal de tensión de secuencia negativa es también procesada de la misma forma anterior, pero con ajustes diferentes, una vez que tanto los dos disparadores y los dos temporizadores son independientes entre sí, por el cual la señal de salida de esta parte de procesamiento dará parada parcial en la unidad generadora.
- Finalmente la señal de tensión de secuencia negativa será aplicado al módulo de imagen térmica 7TJ2110 que ira a simular la temperatura de la maquina en función de la corriente de secuencia negativa. Si la temperatura de la maquina alcanza el valor establecido, la salida del módulo de imagen térmica operara y ocurrirá el mismo tipo de parada que el anterior.

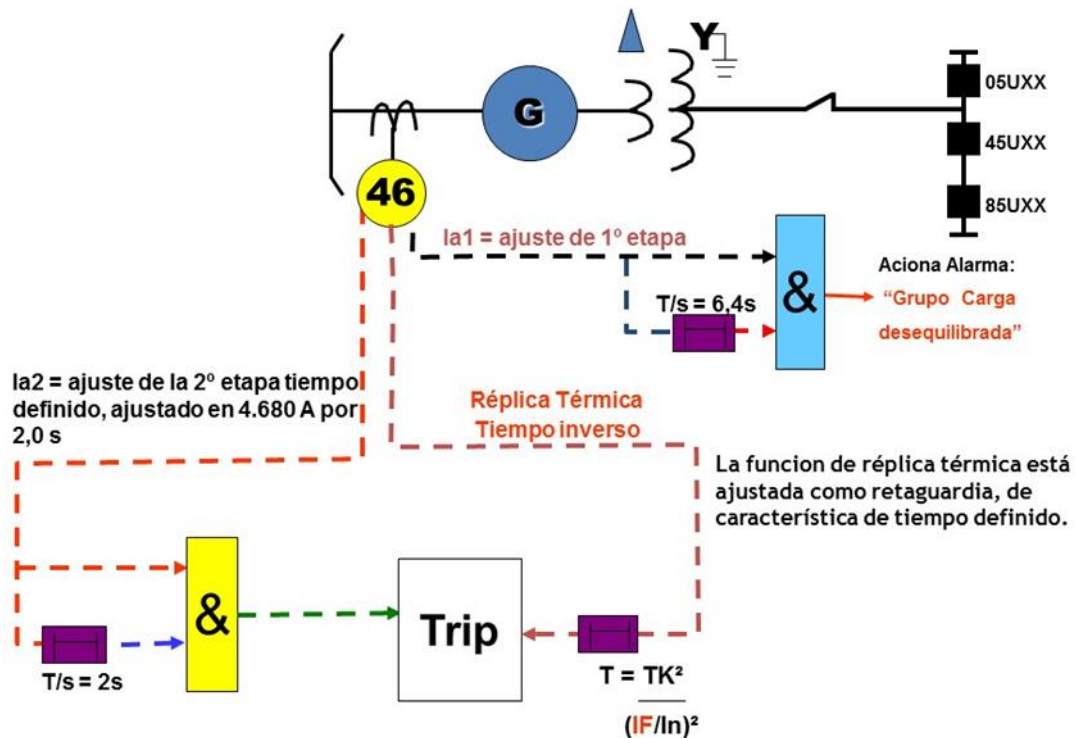


Figura 7.29: Diagrama Funcional del Relé 46.

7.3.4. Protección contra pérdida de excitación (40)

La protección de pérdida de excitación de las máquinas de ITAIPÚ tiene la finalidad de simular la curva de capacidad de la máquina y ocasionar la retirada del sistema, o su parada completa caso en que alguno de los límites sea superado.

El relé de pérdida de excitación utilizado es compuesto por los siguientes módulos:

- Entrada de Corriente 7TM1661.
- Entrada de Tensión 7TM3633.
- Transductor 7TL4100.
- Disparador por tensión 7TU1220
- Tres Disparadores por Angulo 7TL4011.
- Temporizador Duplo 7TT1142
- Temporizador 7TT1020
- Disparador por tensión 7TU1410.

La combinación de las informaciones de entrada va a hacer que la protección opere en las siguientes condiciones:

- Si la característica de estabilidad en régimen permanente es ultrapasada, la tensión de estator y la tensión de excitación estuviesen debajo del valor mínimo. Con estas tres condiciones cumplidas es activado uno de los temporizadores del módulo 7TT1142, el cual da un pequeño espacio de tiempo para una eventual recuperación por parte del regulador de tensión. Caso esto no ocurra dará trip en la máquina.
- Si la característica de estabilidad en régimen permanente y la tensión mínima de estator fuesen ultrapasada, pero con tensión de excitación encima del mínimo, el temporizador 7TT1020 se activara y después de un cierto tiempo, mayor que el anterior, será dado un comando de parada parcial, es decir la máquina será retirada del sistema y permanecerá girando en vacío.
- Si la característica de estabilidad dinámica es ultrapasada y la tensión de estator estuviese abajo del valor mínimo, entonces el segundo temporizador del módulo 7TT1142 es activado y después de un pequeño espacio de tiempo la máquina es desconectada del sistema con parada completa de la misma.

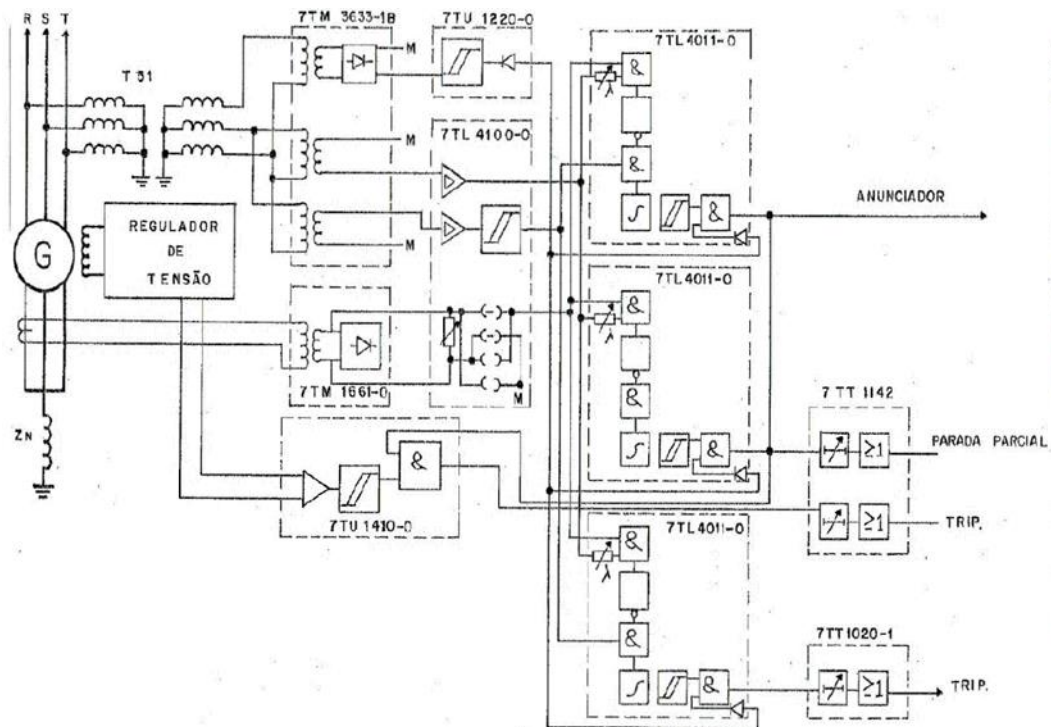


Figura 7.30: Diagrama simplificado del Relé 40.

7.3.5. Protección contra sobre corriente de neutro del transformador principal (51N)

Esta protección es utilizada como protección de retaguardia contra altas corrientes de falla a tierra, que pueden surgir en algún punto próximo a la unidad y que puede ser altamente peligroso para el transformador. En los transformadores conectados a la unidad de la ITAIPÚ es utilizado un módulo de relé de sobre corriente que cumple la función de tiempo inverso y de tiempo definido.

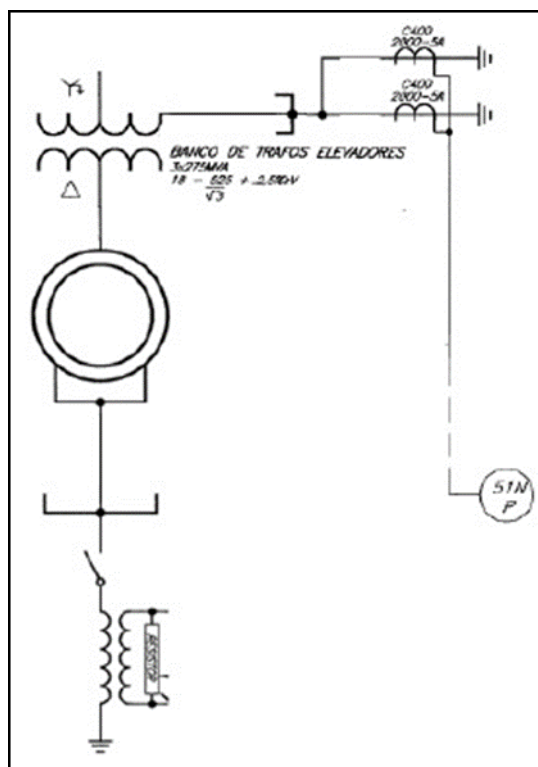


Figura 7.31: Diagrama Unifilar del 51N.

7.3.6. Protección de sobre corriente del TA (50/51A)

Esta protección es utilizada como protección de retaguardia para la protección diferencial y para fallas externas que no son eliminados rápidamente.

La protección de sobre corriente del transformador de servicio auxiliar consta del módulo 7TG3011, que recibe las informaciones de corriente de las fases a través de TC colocados en el lado de alta del transformador.

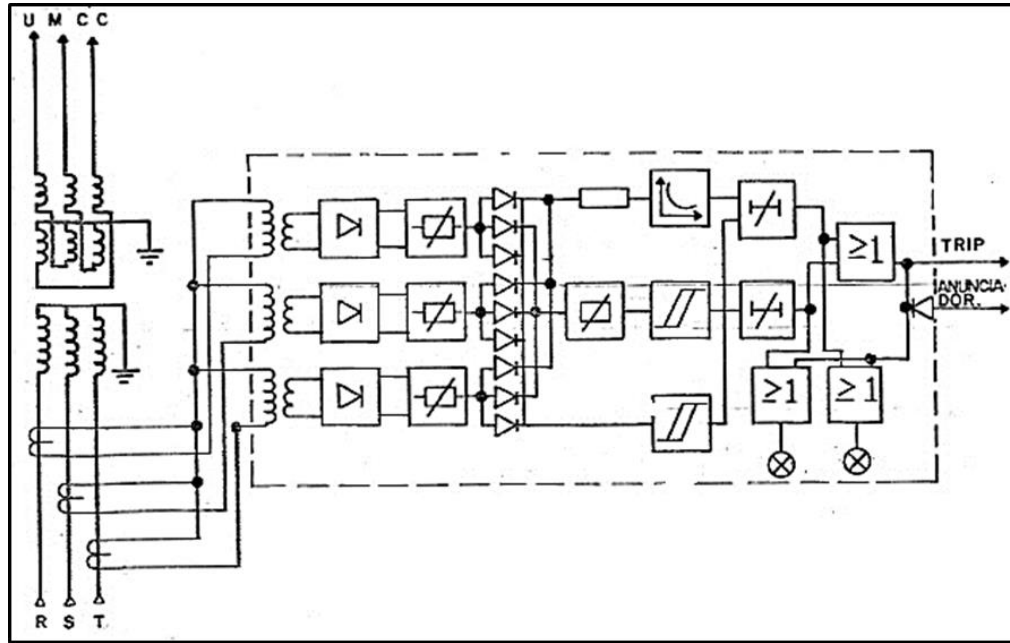


Figura 7.32: Diagrama simplificado del relé 50/51A.

Las corrientes secundarias de los TC son llevadas al módulo 7TG3011, donde son convertidas en tensiones DC proporcionales a las corrientes. Si una o más traspasa el nivel mínimo de ajuste, la lógica del módulo procesa esta información de tres maneras diferentes. Inicialmente ella es aplicada a un elemento de tiempo inverso el cual activa un temporizador. Este temporizador, también puede ser activado por un disparador (Schmitt-trigger) de valor límite, si la corriente exceder un nivel pre ajustado, lo que corresponde a la segunda forma de procesamiento. Este temporizador permanece activado, en cuanto por lo menos uno de los elementos anteriores estuviere activado. Finalmente, si la corriente alcanza un nivel muy alto, un segundo disparador activara un segundo temporizador. Si cualquier de uno de los dos temporizadores permanece activado por un espacio de tiempo igual a su temporización, será dado un comando de trip a la unidad generadora.

7.3.7. Protección de Sobre corriente de Neutro del TA (51NA)

Así como la protección de sobre corriente de neutro del transformador principal, esta protección se destina a altas corrientes de falla a tierra, en algún punto próximo al transformador de SS.AA.

7.3.8. Protección de distancia de la unidad (21)

La protección de distancia, tiene por finalidad proteger la unidad, tanto para fallas internas, en cuanto para fallas ocurridas en el trecho entre el generador y la barra de SF6. La protección utilizada en ITAIPÚ es la de mínima impedancia-relé 7SL15-Siemens que poseen las siguientes características:

- El relé 21 es una protección de retaguardia, siendo por tanto una protección temporizada.
- No opera para defectos fase-tierra en el generador.
- Sirve de protección de retaguardia no solo del generador como del transformador elevador.
- En ITAIPÚ este relé está ajustado para 30% de la impedancia del transformador.
- Podría operar indebidamente para en el caso de quema de fusible del TP, por ello esto es activado con el auxilio del relé 60, que bloquea la actuación del relé 21.

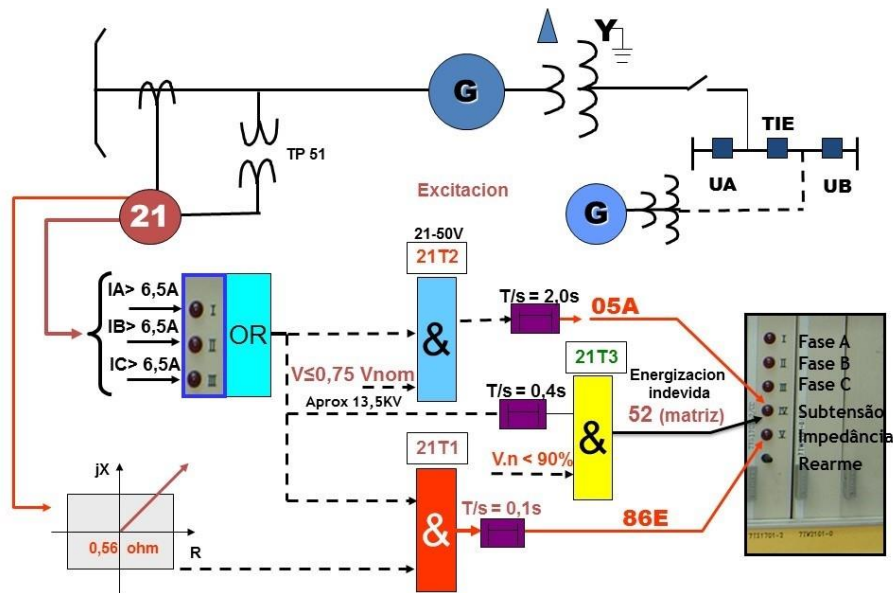


Figura 7.33: Diagrama lógico del relé 21.

7.3.9. Protección de equilibrio de tensiones (60)

Esta protección tiene la finalidad, de detectar fallas en los transformadores de potencial de la unidad, que alimentan las protecciones (T51), o que alimentan el equipamiento de excitación (T61).

Las fallas en la tensión secundaria de los TP, pueden ser originadas por corto circuitos, o sobre cargas en los circuitos de potencial, falla interna en los TP, o la actuación de los fusibles que alimentan el transformador T51. Esta falla en la tensión secundaria de los TP, puede tener como consecuencia la operación incorrecta de la protección, o del equipamiento de excitación, causando parada de la máquina, o la operación incorrecta del regulador de tensión.

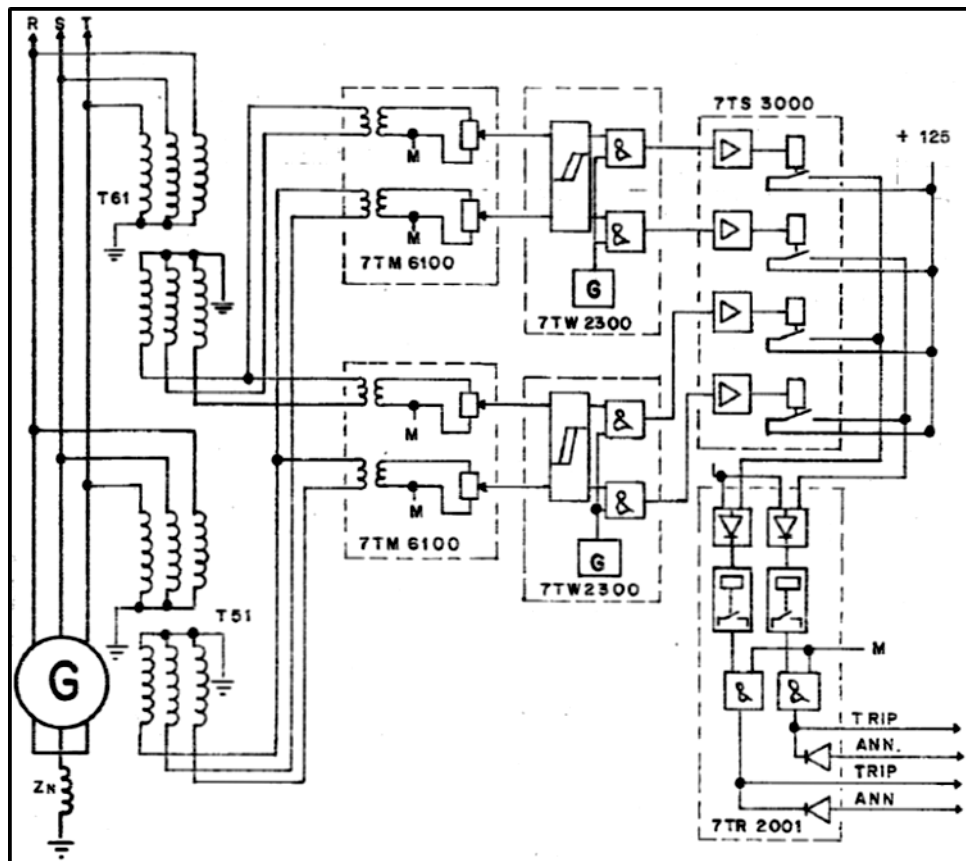


Figura 7.34: Diagrama simplificado del Relé 60.

Las tensiones secundarias entre fases RS y RT de los transformadores T51 y T61 son utilizadas para efectuar la comparación. De esta forma estas tensiones son

llevadas a la lógica del relé por medio de los módulos 7TM6100, que las convierte al nivel deseado por medio de transformadores auxiliares y resistores variables.

Estas tensiones son aplicadas a los módulos 7TW2300, donde uno de ellos compara las tensiones entre fases RS de los dos TP y otro compara las tensiones entre RT de los dos TP. Si la diferencia entre una de las dos tensiones traspasa el valor ajustado en cualquiera de los módulos 7TW2300, se envía un comando al módulo de los relés 7TS3000, el cual controla el modulo acoplador 7TR2001.

La operación de la protección de equilibrio de tensión, bloqueará automáticamente la operación de los relés dependientes de la tensión de la unidad y transferirá el regulador de tensión del modo automático para manual, además de señalizar la operación en el punto correspondiente del anunciador de la unidad.

7.3.10. Protección contra sobre excitación (95)

La sobre excitación es caracterizada por la condición de sobre flujo magnético en el núcleo del transformador o del generador, el ajuste de esta protección es realizada de manera porcentual de la razón entre la tensión nominal por la frecuencia nominal con un ajuste de tiempo definido.

La protección contra sobre excitación de ITAIPÚ es compuesta de los módulos 7TU1510, que es un disparador por sobre excitación y un módulo temporizador 7TT1144, ver Figura 7.35.

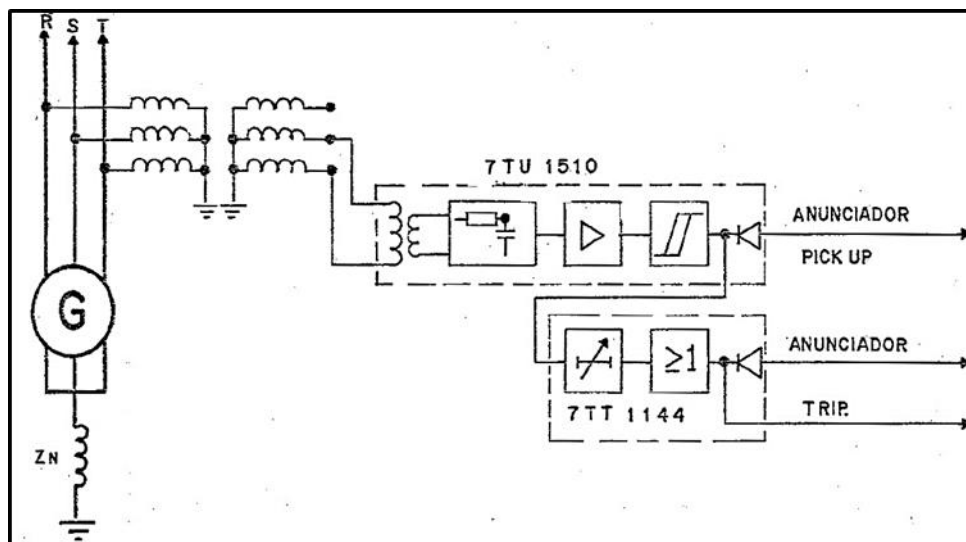


Figura 7.35: Diagrama simplificado del Relé 95.

La excitación es supervisada a través de la muestra de tensión entre las fases S y T, obtenida del transformador de potencial T51. Esta muestra de tensión es llevada al módulo 7TU1510, donde ella es reducida por un transformador auxiliar y aplicada a un divisor de tensión compuesto por un resistor y un capacitor. La tensión sobre el capacitor es proporcional a la relación entre la tensión y la frecuencia, pues su reactancia disminuye con el aumento de la frecuencia y su tensión aumenta con el aumento de la tensión aplicada, formando así una medida de la excitación de la unidad.

7.3.11. Protección contra sobre tensiones (59/59T)

Durante la operación de una maquina la tensión de la unidad es controlada a partir del regulador de tensión. Por ello, en casos excepcionales la tensión puede elevarse por encima de los límites máximos permitidos o ajustados; esto puede ocurrir en casos de defectos del regulador automático de tensiones, o en condiciones de rechazos de carga.

Para proteger las unidades generadoras de ITAIPÚ es utilizado un relé de sobretensión de dos etapas independientes que monitorean las tensiones entre las fases R y S en una etapa, y las tensiones entre las fases S y T en otra etapa. Este relé compone de un módulo de entrada de tensión 7TM3633, dos disparadores por tensión 7TU1210 y un temporizador duplo 7TT1122, conforme Figura 7.36.

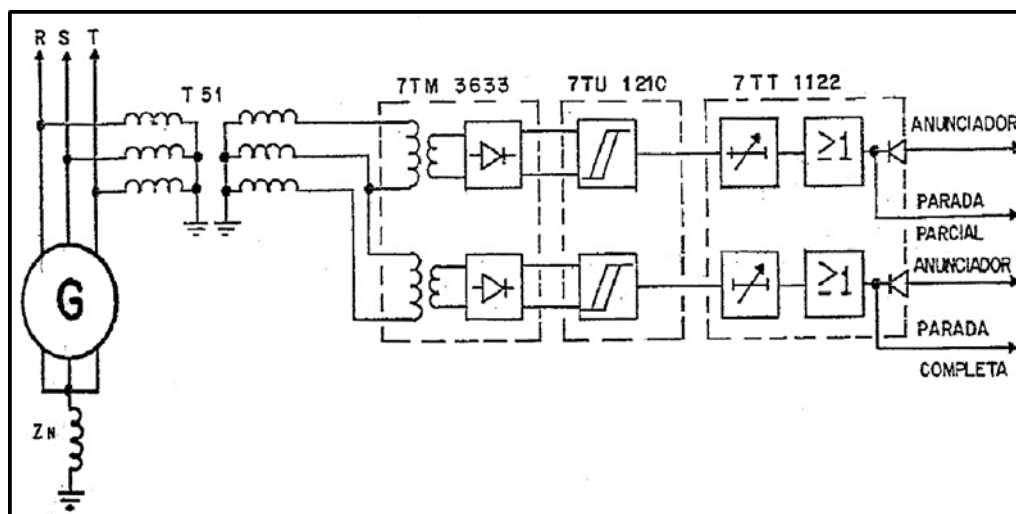


Figura 7.36: Diagrama Simplificado del relé 59/59T.

Ajuste del Relé 59/59T:

- El relé 59 actúa instantáneamente con ajuste de 140%(primera etapa) de la tensión nominal.
- El relé 59T actúa con 120% (Etapa dos) temporizado de 0,5 seg.

7.3.12. Protección contra falla del interruptor (50BF)

La función de esta protección es detectar un defecto en la abertura del interruptor, que se da por la no extinción de arco, o por la no abertura del contacto principal de interruptor.

Las corrientes secundarias de cada uno de los conjuntos de TC colocados en las salidas de los interruptores de la unidad que alimentan al relé de protección diferencial del vano 87V, circulan también a través de los transformadores auxiliares de los módulos de entrada de corriente de protección 50BF. A cada uno de los interruptores de la unidad le corresponde una protección de falla de interruptor.

7.3.13. Protección de las nuevas unidades generadoras 9A y 18A

La protección eléctrica de las unidades generadoras 9A/18A, de la ITAIPÚ Binacional, fue concebida tomando como base los sistemas de protección de las unidades generadoras existentes. La definición de las funciones de protección a ser utilizadas, así como los alcances de las zonas protegidas, fue basada en las protecciones de las unidades existentes [47].

(...) la nueva filosofía de los relés digitales (IED) el sistema de protección eléctrica de las nuevas unidades generadoras cuenta con el 100% de sus funciones de protección duplicadas, o sea, con un hardware es realizada la protección principal y con otro hardware es realizada la protección de respaldo [47].

7.3.14. Equipamiento automático de TESTE

En cada uno de los paneles de protección de la unidad generadora es montado un equipamiento de teste, que permite testar el estado funcional de cualquier de los

relés de protección. Este equipamiento posee una llave selectora de 99 posiciones donde es seleccionado el relé que se desea testar.

El equipamiento de teste sigue un programa de cuatro pasos para realizar la prueba de un relé. En el primer paso es verificada la presencia de tensiones AC y DC, una vez que las tensiones estén normales puede ser iniciado el teste. En el segundo paso, el equipamiento permanece apenas el tiempo suficiente para recibir la confirmación de interrupción de los circuitos de Trip; el tercer paso de teste consiste en inyectar los parámetros en el relé y el cuarto paso que consiste en la remoción de los parámetros de testes y en la normalización de los circuitos de trip.

7.4. DESEMPEÑO DE LAS PROTECCION ACTUAL DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ

Hasta este punto se ha analizado las protecciones existentes y que están operativas desde la puesta en servicio de la central, por tal motivo, en esta sección, y a partir de datos también recabados de la entidad, se presenta una breve exposición del desempeño que han presentado los mismos, con el propósito de clarificar aún más las condiciones presentes.

7.4.1. Histórico de actuaciones de algunos relés

Para dicho efecto se analizan los principales eventos presentados en los distintos relés de protecciones eléctricas del conjunto generador transformador de la CH-ITAIPÚ.

7.4.1.1. Relé diferencial

El histórico de actuaciones de los relés diferenciales registrado en [45] para el periodo de 1986-2013 se presenta en el apéndice B.1.

De dicho historial se resume un total de 51 actuaciones de los diferentes relés diferenciales, de los cuales 34 actuaron correctamente, nueve fueron accidentales y cinco actuaron de manera incorrecta y tres por causas desconocidas o sin datos para el análisis. La gran mayoría de las actuaciones fueron por descargas disruptivas los primeros años de operación [45].

De las cinco actuaciones incorrectas en el periodo presentado, se resalta el impacto de los dos últimos eventos, totalizando poco más de 3500 MWh de energía perdida.

7.4.1.2. Protección contra Falla a tierra

El histórico de actuaciones de las protecciones de falla a tierra del conjunto generador transformador elevador en el periodo de 1986-2013 [45] se presenta en el apéndice B.3.

Como se puede apreciar, el desempeño de dichas protecciones fue óptimo, no se registraron ninguna actuación incorrecta.

7.4.1.3. Protección de Balanza de tensión

Se ha registrado solamente una actuación para el periodo de tiempo considerado [45], la cual, como puede observarse en la tabla, fue accidental.

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
45/93	60	18	11/10/93	Accidental después de la actuación de la protección Crowbar (Excitación) para defecto en el sistema	-

Tabla 7.6: Histórico actuación balanza de tensión

7.4.1.4. Protección de sobretensión

La tabla muestra una sola actuación de la protección, en este caso de forma incorrecta [45].

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
6/06	59	U07	22.1.06 6h21min	Incorrecta	-

Tabla 7.7: Histórico actuación protección de sobretensión

7.4.1.5. Protección de mínima impedancia

El histórico de actuaciones de las protecciones de mínima impedancia del conjunto generador transformador elevador en el periodo de 1986-2013 [45] se presenta en el apéndice B.4.

Totalizan 15 actuaciones, de las cuales una fue incorrecta.

7.4.1.6. Protección contra pérdida de excitación

El histórico de operaciones indica óptimo funcionamiento del relé.

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
31/88	40	13	21/09/88	Falla en el circuito de medición de excitación durante comisionamiento	-
68/92	40	15	16/12/92	Subexcitación causada por actuación de la conexión del PSS en el proceso de partida.	-
31/93	40	03	11/08/93	Subexcitación	-
28/01	40	18		Subexcitación causada por actuación de la conexión del PSS en el proceso de partida.	0,15s
36/08	40	06	13/12/2008	Falla en el relé K1 de excitación	-

Tabla 7.8: Histórico actuación del relé pérdida de excitación

7.4.1.7. Protección de sobrecorriente 51N

Se ha registrado solamente una actuación para el periodo de tiempo considerado [45], la cual, como puede observarse en la tabla, fue correcta.

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
68/87	87TR,87U,87TR,51N (86E,46,21-50V)	U01	18.10.87 10h47min	Cortocircuito interno en el transformador elevador	Reducción 339 MW

Tabla 7.9: Histórico actuación de protección de sobrecorriente

7.4.1.8. Protección de sobrecorriente 50/51A Y 51NA

En la tabla se aprecian el histórico en total de tres actuaciones del relé, las tres fueron accidentales.

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
14/85	50/51A	02	17/04/85	Accidental por falla en el relé.	0
34/08	51NA	05	25/11/08	Accidental por falla en el relé.	
11/10	51NA	07	25/4/2010	Accidental por falla en el relé 7TG3211	0

Tabla 7.10: Histórico actuación de protección de sobrecorriente TA

No se encontraron datos sobre históricos de actuaciones de las siguientes protecciones en el periodo de tiempo mencionado: corriente desbalanceada, sobre flujo magnético, falla de interruptor [45].

7.4.2. Conclusión sobre historial de actuaciones

Del histórico se actuaciones registrados en el periodo de 1986-2013 se puede resaltar la cantidad de actuaciones incorrectas y accidentales encontradas, algunas con un impacto considerable en la potencia suministrada.

Según los documentos consultados, no se tiene la información exacta de las actuaciones accidentales, de las condiciones en que se dieron, otros registros encontrados [41] sobre eventos en la central indican que en año 2016 se presentaron 11 eventos en la usina, por diferentes razones, en su mayoría accidentales, aunque no se presentan mayores detalles.

Considerando el tiempo en servicio del sistema y el envejecimiento de los componentes electrónicos; así como los problemas relacionados a los módulos de protección y sus refacciones, se ve claramente que los eventos se han vuelto cada vez más frecuentes.

7.4.1. Indicadores de Severidad de los eventos registrados en la CH-ITAIPÚ

Otro aspecto importante a la hora de afrontar los eventos históricos es sin dudas la determinación de la severidad de los mismos, sobre todo, de cara a una cuantificación económica de los eventos. En este sentido, del análisis del documento [41] se puede apreciar que, en la mayoría de los casos, la energía no generada resulta muy pequeña considerando otros factores que influyen directamente en la severidad del evento sobre el sistema, tanto para Brasil como para Paraguay.

El Índice de Severidad (IS) se define como el tiempo equivalente a aquel en el que toda la planta estaría apagada, calculado como la relación entre la cantidad de energía que se dejó de generar debido al evento y la potencia nominal de la planta generadora, en el caso de ITAIPÚ corresponde a 14.000MW. La energía no generada se calcula con los datos históricos del sistema SCADA. La ecuación (1) a continuación representa el IS.

$$IS = \frac{60 * \text{Energía no generada [KWh]}[min]}{14000 [MW]}$$

La tabla siguiente presenta el resultado de los índices de severidad de eventos acaecidos en el año 2016.

EVENTO	ÍNDICE DE SEVERIDAD SISTEMA MINUTO
01/2016	0s
02/2016	3min6s
03/2016	11min33s
04/2016	5s
05/2016	2s
06/2016	< 1s
07/2016	5s
08/2016	50s
09/2016	3s
10/2016	14min55s
11/2016	2min8s

Tabla 7.11: Índice de severidad según el sistema minuto [41].

Un método aplicado desde el año 2017 [41], considerando mayor cantidad de variables consigue una representación más real del índice de severidad de los eventos. La tabla muestra dichos resultados.

EVENTO	ÍNDICE DE SEVERIDAD SISTEMA PROPUESTO
01/2016	0s
02/2016	4min45s
03/2016	25min33s
04/2016	100min8s
05/2016	2s
06/2016	1s
07/2016	1010min7s
08/2016	111min22s
09/2016	10min6s
10/2016	135min53s
11/2016	212min35s

Tabla 7.12: Índice de severidad del sistema propuesto que evalúa otros factores [41]

Del mismo modo que la categorización de la mayoría de los eventos ha variado según muestra la Tabla 7.13, siempre referida a los eventos del año 2016.

Evento	Metodología Atual	Metodología Proposta
01/2016	Aceitável	Aceitável
02/2016	Não Grave	Não Grave
03/2016	Grave	Grave
04/2016	Aceitável	Muito Grave

05/2016	Aceitável	Aceitável
06/2016	Aceitável	Aceitável
07/2016	Aceitável	Catastròfica
08/2016	Aceitável	Muito Grave
09/2016	Aceitável	Grave
10/2016	Grave	Muito Grave
11/2016	Não Grave	Muito Grave

Tabla 7.13: Categorización de los eventos según los diferentes métodos

El autor del archivo analizado ha concluido que la categorización del índice de severidad de los eventos registrados en la central es más precisa con la metodología propuesta en dicho documento, por lo que se decidió clasificarlos según esta última para los eventos a partir del año 2017. Lastimosamente no se ha podido acceder a ningún documento reciente.

7.5. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS DE LAS UNIDADES GENERADORAS

Con vista a que los transformadores utilizados para la medición y protección de las unidades generadoras son piezas fundamentales dentro del sistema, y la alternativa de mantenerlos y realizar el retrofit sin la sustitución de los mismos representa una gran ventaja, pues como se sabe, el cambio de los transformadores tanto de potencial (TP) como de corriente (TC) no es una tarea sencilla, porque van instalados directamente sobre el circuito de fuerza. Por consiguiente, es fundamental conocer las características principales de los transformadores de instrumentos existentes, y formarán parte de los criterios a considerar a la hora de tomar las decisiones. A continuación, se exponen los principales detalles de cada uno de ellos.

7.5.1. Transformador de potencial (TP)

Algunos de los principales transformadores de potencial instalados actualmente se presentan en la siguiente tabla.

Denominación	Relacion	Conexión	Aplicación	Cantidad
4AM5170-7AA	NP/NS=11/9	D-Y	87U	6
4AM5170-7AA	NP/NS=11/9	D-Y	87TR	3
4AM5170-7AA	NP1/NP2/NS=3/3/7	-	87TR-SSAA	3
4AM5170-7AA	NP/NS=2/40	-	51 NA-TR SSAA	1

T51	$VP/VS1/VS2 = \frac{18000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$	Y-Y-D	21, 24, 59/59T	3
T61	$VP/VS1/VS2 = \frac{18000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$	Y-Y-Y	40, 46	3

Tabla 7.14: Listado de TP instalados en la central Hidroeléctrica

7.5.2. Transformadores de corriente (TC)

En la siguiente tabla se pueden observar los diferentes Transformadores de Corriente existentes en cada conjunto generador transformador de la central. En ella también puede apreciarse los diferentes valores de cargas admisibles, dato importante a la hora de considerar las diferentes alternativas.

La tabla siguiente presenta algunos datos característicos de los TC instalados en la CH-ITAIPÚ.

Denominación	Relación	Potencia	Aplicación	Cantidad
TPZ	14000/2.5 A	2,5 W	87SP	6
TPZ	28000/5 A	5 W	87G	6
TPZ	28000/5 A	5 W	87TR	3
TPZ	2000/5 A	5 W	87TR	3
10P20	28000/5 A	30 VA	OSCIL., 46, 40, 21, 59/59T,	3
TPZ	28000/5 A	5 W	87U	3
C400	2000/5 A	100 VA	87U	6
C400	2000/5 A	100 VA	87V, 50BF	9
C400	2000/5 A	100 VA	87TR	3
C400	2000/5 A	100 VA	87TR	2
C400	400/5 A	100 VA	51N	2
10P20	100/1 A	10 VA	50/51 TR-SSAA	3
10P20	100/1 A	10 VA	87 TR-SSAA	3
10P20	3000/1 A	30 VA	87 TR-SSAA	3
10P20	1500/1 A	20 VA	51NA TR-SSAA	1

Tabla 7.15: Listado de TC instalados en la central Hidroeléctrica

Los transformadores de corriente originales para la protección de fase dividida son de fabricación BBC Brown Boveri tipo AKQ 24.

Burdens	Burden designation b	Resistance (Ω)	Inductance (mH)	Impedance (Ω)c	Total Power (VA at 5 A)	Power factor
Metering burdens	B-0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
	B-0.2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
	B-0.5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
	B-0.9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
	B-1.8	1,62	2,080	1,8	45,0	0,9

Relaying burdens	B-1.0	0,50	2.300	1,0	25,0	0,5
	B-2.0	1,00	4,600	2,0	50,0	0,5
	B-4.0	2,00	9.200	4,0	100,0	0,5
	B-8.0	4,00	18,400	8,0	200,0	0,5

Tabla 7.16: Valores estandarizados de carga (burden) para TC con corriente en el devanado secundario igual a 5A.

Characteristics on standard burdens ^a			Characteristics on 120 V basis ^Δ			Characteristics on 69.3 V basis ^c		
Designation	VA	Power factor	Resistance (Ω)	Inductance	Impedance (Ω) ^b	Resistance (Ω)	Inductance	Impedance (Ω) ^b
W	12,5	0,10	115,2	3.0400	1152	38,4	1,0100	384
X	25,0	0,70	403,2	1,0900	576	134,4	0,3640	192
M	35,0	0,20	82,3	1,0700	411	27,4	0,3560	137
Y	75,0	0,85	1632	0,2680	192	54,4	0,0894	64
Z	200,0	0,85	61,2	0,1010	72	20,4	0,0335	24
ZZ	400,0	0,85	30,6	0,0503	36	10,2	0,0168	12

^a These burden designations have no significance except at 60 Hz.

^b The impedance tolerance is +5% and -0%.

Tabla 7.17: Valores estandarizados de carga (burden) para TPs

7.6. ALTERNATIVAS PARA EL RETROFIT DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ

Luego de la extensa revisión de las protecciones incluidas en cada unidad generadora y sus respectivos transformadores elevador; entiéndase unidad como al conjunto del generador con su transformador elevador y el vano correspondiente; se tiene un panorama claro de las exigencias presentadas en cuanto a protecciones eléctricas.

Se hace una importante aclaración en este punto, que las unidades en general no tienen paradas prolongadas, como podrá apreciarse más adelante, los mantenimientos programados de diferentes tipos ofrecen paradas por pocos días, fuera de eso, todas se encuentran en servicio a plena carga, y este hecho representa un punto clave a la hora de pensar en un proyecto de retrofit.

La limitación en cuanto a tiempo de parada de las máquinas influye directamente en cualquier plan de intervención en el sistema de protecciones, hecho que obliga a pensar en diferentes estrategias y alcance para la modernización del sistema de protección de las unidades generadoras. Es decir, se deberá encontrar la manera de realizar la modernización sin que interfiera con el funcionamiento de la central hidroeléctrica, o que lo haga de forma mínima, aprovechando las paradas programadas.

Por otro lado, se debe seleccionar el dispositivo tecnológico que mejor se ajuste a las exigencias de las máquinas, de tal forma de garantizar su buen funcionamiento.

De esta manera se deberán analizar alternativas de solución considerando dos enfoques diferentes:

- Teniendo en cuenta el método técnico de implementación para el retrofit
- Considerando la tecnología o dispositivo electrónico específico a utilizar para el retrofit

A continuación, se abordan las perspectivas mencionadas.

7.6.1. Desde el punto de vista de método de implementación de retrofit

El mejor método de retrofit será aquel que tenga menos impacto sobre el funcionamiento actual de la central hidroeléctrica. Se encuentra en directa relación con el servicio continuo de los generadores, por la gran demanda que existe, por lo que en lo posible se deben evitar las paradas prolongadas.

Una primera idea es aprovechar el tiempo de parada para la realización de mantenimientos preventivos mencionados anteriormente. Con relación a lo anterior, la central hidroeléctrica cuenta con paradas programadas de las unidades generadoras para mantenimientos preventivos, distribuidos en periodos de tiempos de cada 3, 9 y 36 meses (detalles en el APENDICE B.1).

Por otro lado, dada la gran cantidad de funciones de protección que posee cada generador, el tiempo necesario para su reemplazo será bastante prolongado. A lo anterior se suma el hecho de que una propuesta de retrofit requiere necesariamente del cumplimiento de una serie de etapas, entre las cuales se encuentra la calibración de las protecciones, realización de las pruebas y una vez en servicio realizar un estricto seguimiento de la actualización. Como también se había mencionado, la misma CH-ITAIPÚ ha estimado en su plan de actualización completa un tiempo total de 14 años para su concreción.

Las unidades generadoras U1 al U9 correspondiente a 50 Hz y del U10 al U18 destinados a la generación en 60 Hz como se ha visto anteriormente poseen relés en estado sólido, con un dispositivo relé para cada función. De esta manera se cuenta con un total de 19 módulos operando, a los relés mencionados se le deben sumar los relés auxiliares y demás adaptadores y convertidores.

En cambio, las unidades U9A y U18A recibirán un tratamiento diferente por contar ya con un sistema de protección más moderno.

Como consecuencia de todo lo planteado hasta este punto, se pueden establecer inicialmente dos alternativas como método para la propuesta de retrofit que se citan a continuación:

- Incorporación de tecnología actual consistentes en relés numéricos para la protección de las unidades generadoras como reemplazo de los módulos de relés estáticos existentes
- Incorporación de tecnología actual consistentes en relés numéricos para la protección de las unidades generadoras en conjunto a los relés existentes, añadiendo de esta forma una gran variedad de funciones modernas, y garantizando la provisión de repuestos.

Cualquiera sea la alternativa seleccionada se debe tener en cuenta que las mejoras en el funcionamiento serán sustanciales. Se podrán resolver diferentes problemas ya declarados con anterioridad, además de resolver los problemas de la escasez de repuestos, así como la degradación de los elementos electrónicos basados en semiconductores como lo son los relés estáticos digitales existentes. Considerando además la robustez del sistema en concordancia con la seguridad deseada, comparadas con los relés basados en microprocesadores que poseen presentaciones altamente compactas.

7.6.2. Criterios para la comparación de las alternativas en cuanto al método de implementación

A continuación, se exponen algunos criterios a tener en cuenta para la comparación de las alternativas del método más apropiado para el retrofit, del mismo modo, se describe brevemente el proceso de obtención de la información de respaldo de los mismos.

- **Compatibilidad Técnica de equipos o adaptaciones**

Con el análisis previo de equipos actuales, presentados en secciones anteriores, podrán visualizarse los parámetros de este criterio, datos técnicos de los TC, TP, así como los protocolos de comunicación, paneles para el montaje de los IED, y la presencia de algunos elementos complementarios, pueden corroborarse en el lugar. La disponibilidad de la mayoría de los elementos del circuito de protección se considera como favorable para este criterio.

- **Adaptabilidad al sistema SCADA actual**

Aún faltan datos para Análisis del sistema utilizado actualmente para la comunicación a la interfaz de control, mando y monitoreo SCADA

- **Tiempo de parada de las unidades generadoras**

Como se trata de una Central Hidroeléctrica Binacional, la dependencia por la energía generada es muy grande, por ende, el tiempo de parada es un factor clave durante la modernización; en este sentido, se valorará positivamente el metodo que pueda adecuarse a la programación de mantenimientos preventivos ya definidos de la CH-ITAIPÚ correspondiente a cada unidad generadora detalles en el APÉNDICE.

- **Cantidad de recursos técnicos**

Este criterio se refiere tanto a recursos materiales como recursos humanos, pues se debe prever todo para un buen trabajo de modernización. Con la verificación de la disponibilidad de componentes necesarios para la implementación, tales como los IED, elementos de los diferentes circuitos como relés auxiliares, paneles para el montaje de los relés, etc.; conjuntamente con el recurso humano y la correcta planificación.

- **Seguridad de las protecciones implementadas**

Primeramente, se tendrá en cuenta la normativa técnica para la implementación de tecnología actual. Con la simulación de las nuevas condiciones de las protecciones de las unidades generadoras, podrán analizarse los resultados del retrofit, del mismo modo que la realización de pruebas de disparos y señalizaciones. Antecedentes similares al presente proyecto pueden aportar de manera positiva.

- **Facilidad para la implementación**

Este criterio analiza las etapas para el desarrollo del retrofit, considerando el nivel de complejidad de las adecuaciones necesarias, determinación de los espacios disponibles, actualización de los diagramas y esquemas de las condiciones actuales. Si la mayoría de estas variables pueden abordarse sin complicaciones, la valoración es positiva.

7.6.3. Comparación de las alternativas técnicas para el retrofit

En esta sección se presenta la comparación de las alternativas, considerando los criterios mencionados. Para facilitar dicha comparación, primeramente, se elaboran unas tablas citando las ventajas y desventajas de cada opción para la propuesta de retrofit.

- A. Incorporación de tecnología actual consistentes en relés numéricos denominados IED para la protección de las unidades generadoras como reemplazo de los módulos de relés estáticos existentes

Ventajas	Desventajas
Seguridad en las actuaciones por protecciones (Evita actuaciones incorrectas)	Mayor tiempo de implementación, tiempo extra para desmontaje de módulos existentes
Equipos nuevos sin desgaste por envejecimiento	Desconexión de las protecciones y conexión y ajuste de las nuevas
Incorporación de los IED, aprovechando las paradas programadas	Necesidad de reemplazo de la totalidad de las protecciones en una sola parada
Recalibrar solo protecciones nuevas	
Utilización de los mismos paneles para la instalación de los IED.	

Tabla 7.18: Comparación según ventajas de la primera alternativa

- B. Incorporación de tecnología actual consistentes en relés numéricos denominados IED para la protección de las unidades generadoras en paralelo a los relés existentes, añadiendo de esta forma una gran variedad de funciones modernas

Ventajas	Desventajas
Incorporación de las protecciones de a una aprovechando tiempos para mantenimientos	Prueba de las conexiones de los TCs y TPs para verificar curvas de saturación
Seguridad en las actuaciones por protecciones (Evita actuaciones incorrectas)	Adaptación de las conexiones con circuitos complementarios para evitar conflictos
Equipos nuevos sin desgaste por envejecimiento	Recalibrar tanto protecciones nuevas y existentes
Incorporación de funciones nuevas de tecnología actual	Necesidad de paneles nuevos para la instalación de los IED.
Los sistemas de protección existentes servirán con respaldo del nuevo	

Tabla 7.19: Comparación según ventajas de la segunda alternativa

Por otro lado, también se construye una tabla presentando las alternativas y adoptando una valoración numérica de los criterios, se establece una cuantificación de la alternativa más viable.

Alternativa	Criterios					Valoración
	Técnicamente posible	Tiempo de parada	Adaptabilidad al sistema	Seguridad de las protecciones	Facilidad en implementación	
Incorporación de IED como reemplazo de los relés estáticos existentes	2	2	3	3	3	13
Incorporación de IED en paralelo a los relés estáticos existentes	3	3	2	3	3	14

Tabla 7.20: Comparación numérica de las alternativas

Se establece una categorización según el impacto de cada criterio sobre las alternativas desde 1 hasta el 4.

1. Criterio desfavorable, ofrece mayor dificultad
2. Desfavorable con mediana dificultad
3. Relativamente favorable con poca dificultad
4. Favorable con poco nivel de dificultad

De las comparaciones realizadas previamente se pueden concluir las siguientes observaciones:

- No existen grandes diferencias entre las alternativas, se observan ventajas y desventajas similares.
- Mientras es ventajoso en un aspecto como el tiempo de parada, se presentan desventajas en cuanto a las adaptaciones necesarias al conectar en paralelo con los relés estáticos y los nuevos IED. No se han considerado nuevos transformadores de medidas por dos motivos, por un lado, porque los IED modernos representan cargas muy pequeñas en cuanto a potencia; por otro lado, por la dificultad que representa el cambio o la instalación de los mismos en el circuito de potencia.
- Al considerar el reemplazo de las protecciones se observa la principal dificultad del tiempo necesario de parada de las máquinas, por la necesidad de la conexión de la totalidad de las protecciones al IED (la totalidad de las funciones en un solo equipo) para iniciar los ajustes correspondientes. En contrapartida, para este caso no se precisan nuevos paneles para la instalación de los mismos, por contar con los paneles existentes que pueden ser reutilizados, pues se tendrá un máximo de 6 IED si se considera colocar dos para el generador, dos para el transformador elevador y dos para el

transformador de SS.AA. O bien, dos IED si se incluyen las protecciones de todos los elementos en uno.

- Al considerar la opción de incorporar IED en paralelo (en conjunto con la existente) presenta la ventaja del tiempo con relación a la anterior, al utilizar los tiempos de paradas programadas por mantenimientos para realizar las conexiones de cada una de las conexiones, de esta manera mientras dure la incorporación se utilizarán las protecciones actuales y al completar las conexiones se ajustarán las protecciones nuevas para que las anteriores queden como respaldo o bien, sean desinstaladas.

7.6.4. Resumen de análisis comparativo según cada criterio

Para la selección de la estrategia técnica para el retrofit se realiza en el presente apartado un resumen del impacto de cada criterio las dos alternativas planteadas.

- **Técnicamente posible, compatibilidad de equipos o adaptaciones**

Con base en la información recabada y analizada de los elementos principales como TC, TP, protocolos de comunicación, espacio físico, y las adaptaciones correspondientes, se puede afirmar que la alternativa consistente en la incorporación de relés numéricos multifuncionales al sistema de protección existente ofrece mayores ventajas en cuanto al tiempo disponible para el trabajo, facilita la implementación en su etapa de preparación y ofrece la posibilidad de la conexión individual de las diferentes funciones sin afectar al menos en su totalidad la protección existente, y una vez conectada la totalidad de las funciones puede configurarse y probar el dispositivo y adoptarse como protección principal.

Contraria a la opción anterior, el reemplazo de los relés representa unas series de etapas adicionales, como la desconexión de las protecciones y la conexión al IED con la correspondiente configuración y prueba de funcionamiento de los mismos. Como existen funciones interdependientes entre sí, pero que cumplen funciones de respaldo, las funciones deberán configurarse todas de una vez, para la cual es necesaria la conexión de la totalidad de las funciones en una sola parada.

- **Adaptabilidad al sistema SCADA actual**

Los IED modernos poseen todas las opciones para la adaptación en cuanto al sistema de comunicación, con la ayuda de conversores y módulos complementarios podrán ser complementadas con el sistema SCADA actual.

- **Tiempo de parada de las unidades generadoras**

El programa de mantenimiento de las unidades generadoras presentado en el APENDICE B.1 ofrece la posibilidad de realizar el trabajo de retrofit planteado en el presente proyecto aplicando el método que implica a los IED como respaldo a las protecciones existentes, no así para el método que implica el reemplazo del mismo, por requerirse mayor tiempo de parada.

- **Cantidad de recursos técnicos y adecuaciones necesarias**

Los recursos técnicos disponibles para cualquiera de las alternativas, al igual que las adecuaciones podrán ser resuelta sin mayor dificultad.

- **Disponibilidad de recursos humanos y técnicos para la adecuación**

La CH-ITAIPÚ cuenta con los recursos técnicos para el desarrollo del proyecto, expertos en el área y quienes con la gestión y dirección correcta están preparados para superar cualquier tipo de inconveniente durante el proceso de retrofit.

- **Seguridad de las protecciones implementadas**

Se pueden considerar dos situaciones: por un lado, al plantearse una retrofit parcial, presentando la tecnología actual como respaldo de las existentes, los cuales en su mayoría están próximos a la obsolescencia, se pierde un poco de seguridad a cambio de comodidad para la implementación.

Por otro lado, la alternativa de reemplazo total del sistema de protección actual requiere de mayor tiempo de parada, no obstante, una vez completada configurada, ajustadas y probadas las diferentes funciones de protección, se tendrá mayor seguridad.

Las dos alternativas comparadas ofrecen posibilidades para la simulación de las funciones de protección correspondientes una vez conectadas en su totalidad. La simulación ofrece mayor seguridad a la hora de realizar las pruebas de actuación y señalización.

- **Facilidad para la implementación**

Según los análisis previos considerando los métodos planteados, se concluye en este punto que ninguna de las alternativas es de fácil implementación, no obstante, puede desarrollarse en diferentes etapas.

Como conclusión del presente apartado, luego de las comparaciones considerando los criterios descriptos para la selección de la alternativa, es importante mencionar el objetivo principal del presente proyecto, consistente en una propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ y en este sentido, se debe considerar que los relés estáticos existentes necesariamente deberán desconectarse, no obstante se seleccionó el método de la conexión conjunta al menos de forma temporal mientras dure la incorporación de los IED.

7.6.5. Desde el punto de vista de equipo tecnológico a utilizar

Haciendo una mirada general a las alternativas disponibles en el mercado, se puede encontrar una gran variedad de equipos IED diseñados para cumplir con las exigencias de la protección eléctrica de las unidades generadoras, y con el objetivo de realizar la propuesta más viable técnica y económicamente, se establecerán criterios para la selección de los mismos, así como la cantidad necesaria para cada conjunto de generador-transformador elevador, incluido el transformador de servicio auxiliar.

7.6.6. Criterios técnicos para la selección de alternativa tecnológica

En este apartado se elabora un listado de características deseables a la hora de seleccionar los dispositivos IED para la modernización. Existen numerosos modelos de diferentes fabricantes, una vez definidos los criterios se presentan una lista y el desarrollo de los mismos con sus respectivos datos técnicos para una posterior comparación técnica y económica.

- **Cantidad y variedad de funciones para la protección**

Este criterio es uno de los más importantes a la hora de analizar la alternativa, y se le dará una ponderación mayor, pues si no posee las funciones necesarias para la protección, el proceso de retrofit no sería posible. Este criterio se puede comprobar con el análisis de los catálogos técnicos de los diferentes IED. Una mayor cantidad de funciones disponibles se valora como positiva para la propuesta.

- **Funciones específicas del relé multifuncional**

Características propias de los IED modernos, como son los registradores de eventos, interfaz amigable, confiabilidad comprobada, entre otros también serán consideradas, y podrán definirse según Catálogo técnico de cada IED. Se definen estas funciones específicas como complementos de las funciones de protección.

- **Soporte técnico**

El soporte técnico se refiere a la disponibilidad de elementos complementarios al IED, tales como repuestos, manuales, técnicos especialistas, tiempo de respuesta, etc.; se espera que existan representantes del producto lo más cerca posible de la central, esto asegura una respuesta rápida, y también que los canales de comunicación sean efectivos. Los datos provistos por el fabricante pueden respaldar este criterio.

- **Adaptabilidad del sistema actual**

Verificación de los elementos involucrados durante las diferentes etapas del retrofit, tales como TC, TP, transformadores auxiliares, adaptadores, etc. Al igual que los protocolos de comunicación, principalmente para la inclusión de las señales de medición, control, y registro de eventos al sistema SCADA actual.

7.7. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES DE LOS IED PRE-SELECCIONADOS

En adelante se expondrán las características técnicas de diferentes fabricantes para diferentes modelos de IED para su posterior comparación considerando los criterios previamente mencionados.

7.7.1. Alternativa tecnológica A

7.7.1.1. Breve descripción del IED

Se utiliza para la protección, control y monitoreo de generadores y bloques de generadores y transformador elevador. Desde unidades relativamente pequeñas hasta las unidades generadoras más grandes. El IED tiene una biblioteca de funciones integral, que cubre los requisitos para la mayoría de las aplicaciones de generador.

La gran cantidad de entradas analógicas disponibles permite, junto con la gran biblioteca funcional, integración de muchas funciones en un IED. En aplicaciones típicas, dos unidades IED pueden proporcionar una total funcionalidad, que también proporciona un alto grado de redundancia.

Protección de falla a tierra del estator, tanto 95% tradicional como 100% de inyección y 3er armónico en base están incluidos. Cuando se utiliza la protección basada en inyección, el 100% del estator de la máquina el devanado, incluido el punto de estrella, está protegido en todos los modos de funcionamiento. El 3er armónico la protección de falla a tierra 100% del estator basada en el principio utiliza el principio de voltaje diferencial de 3er armónico.

La protección de falla a tierra del estator 100% basada en inyección puede funcionar incluso cuando la máquina está en parada.

La protección diferencial del generador adaptada para funcionar correctamente para el generador aplicaciones donde factores como las constantes de tiempo de CC largas y el requisito de tiempo de viaje corto tienen sido considerado como muchas de las funciones de protección se pueden usar como instancias múltiples, existen posibilidades para proteger más de un objeto en un IED. Es posible tener protección para un transformador auxiliar de potencia integrado en el mismo IED que tiene protecciones principales para el generador [49].



Figura 7.37: Aspecto físico alternativa A [49].

Se citan brevemente a continuación las principales características [50]:

- Totalmente compatible con IEC 61850, Edición 1 y Edición 2
- Amplia capacidad de E / S
- Protección y monitoreo integrados en un IED
- Extensa auto-supervisión que incluye canales analógicos.
- Seis grupos de configuración de parámetros independientes
- Interfaz Ethernet para una comunicación rápida y fácil con sistema de automatización de PC y subestaciones
- Gran HMI para la visualización de diagramas unifilares.
- Configuración a través de IEC 61850 para algunas protecciones
- Soporte de seguridad cibernética para el cumplimiento de NERC CIP y IEC 62351-8 con gestión de cuentas centralizada
- Protección de varios objetos primarios con un solo IED

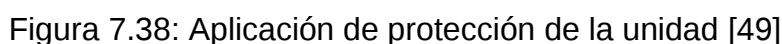
7.7.1.2. Principales funciones

Las funciones están detalladas en la Tabla 7.21.

ANSI	Descripción de la Función	Cantid. por función
Protección diferencial		
87T	Protección diferencial del transformador, de dos devanados	1
87T	Protección diferencial del transformador, tres devanados	1

87	Protección diferencial de alta impedancia, monofásico	6
87G	Protección diferencial de generador	2
87N	Protección de tierra restringida, de baja impedancia	1
Protección de impedancia		
21	Esquema completo de protección de distancia, característica mho	3
21D	elemento de impedancia direccional para la característica mho	1
21	Protección de distancia de alta velocidad, en características quad y mho	
21	Protección de distancia de alta velocidad para las series comp, lines, quad y característica mho	
78	Deslizamiento de polo / fuera de la etapa de protección	1-B22
78	Fuera de la etapa de protección	1-B22
40	Pérdida de excitación	2
64R	Rotor sensible a la protección de falla a tierra, basada inyección	1-B31
64S	100% de protección de falla a tierra del estator, basado inyección	1-B32
21	Protección de mínima impedancia para los generadores y transformadores	1
Protección de corriente		
50	Protección instantánea de sobreintensidad de fase	2
51_67	Protección de sobrecorriente direccional de fase, cuatro pasos	4
50N	Protección instantánea de sobrecorriente residual	2
51N 67N	Protección direccional de sobrecorriente residual, cuatro pasos	5
4612	Protección de sobrecorriente direccional de cuatro pasos con secuencia de fase negativa	2-C42
67N	Protección sensible direccional de sobreintensidad y potencia	1-C16
49	Protección de sobrecarga térmica, dos constantes de tiempo	3
50BF	Protección de fallo de interruptor	4
52PO	Protección de discordancia de polo	4
37	Protección direccional de baja potencia	4
32	Protección direccional de máxima potencia	4
4612	Protección de sobrecorriente para máquinas de secuencia de tiempo negativa	1
50 AE	Protección de energización accidental de generador síncrono	1
51V	Protección contra sobrecorriente de tensión restringida	3-C36
49S	Protección contra sobrecarga del estator	1
49R	Protección contra sobrecarga del rotor	1-C38
Protección contra sobretensiones		
27	Protección de mínima tensión de dos etapas	2
59	Protección contra sobretensiones de dos etapas	2
59N	Protección contra sobretensión residual de dos etapas	3
24	Protección contra sobreexcitación	2
60	Protección diferencial de voltaje	2
59THD	100% de protección de falla a tierra del estator, con base a tercera armónica	1
Protección de frecuencia		
81	Protección de mínima frecuencia	6
81	Protección de sobrefrecuencia	6

Nota: Elaboracion propia a partir de [49].



Cantidad	Valor asignado	Alcance nominal
Corriente	$I_r = 1 \text{ ó } 5A$	$(0,2-40) \times I_r$
Margen operativo	$(0,02-100) \times I_r$	

Sobrecarga permisiva	4 x I _r cont. 100 x I _r para 1 s *)	0,5-288 V
Carga	< 0,25 VA a I _r = 1 ó 5 A	
Tensión Ac	U _r = 110 V	
Margen operativo	(0-340) V	
Sobrecarga permisiva	420 V cont. 450 V 10s	
Carga	< 0,2 VA a 220 V <0,1 VA a 110 V	+ 5%
Frecuencia	f _r = 50/60 Hz	
*) T máx. 350 A para 1 s cuando se incluye el dispositivo de prueba COMBITEST.		

Tabla 7.22: TRM - Magnitudes de alimentación, valores asignados y límites

7.7.2. Alternativa tecnológica B

7.7.2.1. Breve descripción del IED

Es un dispositivo de protección del generador diseñado específicamente para la protección de generadores y unidades de centrales eléctricas. Contiene todo lo necesario principales funciones de protección y una gran cantidad de otras protecciones y monitoreo funciones con su estructura modular, flexibilidad orientadas al futuro con alta seguridad de inversión y bajos costos de operación [51].



Figura 7.39: Aspecto físico alternativa B [51].

7.7.2.2. Funciones principales

Las funciones están detalladas en la Tabla 7.23.

ANSI	Descripción de la Función	Alternativa B
	Funciones de protección de 3 polos de disparo	NO
	Funciones de protección de 1 polo disparo	NO
	Hardware estructura cantidad expansible	SI
21 / 21N	Protección de distancia	NO
21T	Protección de impedancia para transformadores	SI
87L	Protección diferencial de línea para 2 extremos de la línea	NO
87L	Protección diferencial de línea para 3 a 6 extremos de la línea (depende de propiedades significativas)	NO
14	Protección de rotor bloqueado	NO
24	Protección de sobreexcitación	SI
25	Sincronismo, sincroniza la función	SI
27	Protección de mínima tensión: "3-fase" o "pos.seq V1" o "universal Vx"	SI
27	Protección de mínima tensión: "3-fase" o "Vx universal"	SI
	Protección de potencia reactiva de mínima tensión controlada	SI
32, 37	Protección de potencia activa / potencia reactiva	SI
32R	Protección de potencia inversa	SI
37	Subcorriente	SI
38	Supervisión de temperatura	SI
40	Protección subexcitación	SI
46	Protección contra sobrecorriente de secuencia negativa	SI
46	Protección (térmica) de carga desbalanceada	SI
46	Protección contra sobrecorriente de secuencia negativa con dirección	SI
47	Protección contra sobretensión, sistema de secuencia negativa	SI
47	Protección contra sobretensión, sistema de secuencia negativa/ sistema de secuencia positiva	SI
47	Protección contra sobretensiones: "secuencia negativa V2" o "secuencia negativa V2 /secuencia positiva V1."	NO
48	Supervisión en tiempo de arranque para motores	SI
49	Protección de sobrecarga térmica	SI
49	Protección de sobrecarga térmica para elementos de filtro RLC de banco de capacitor	NO
49H	Cálculo de punto caliente (Hot spot)	SI
49R	Protección de sobrecarga térmica, rotor	SI
50/51 TD	Protección de sobrecorriente, fases	SI
50N/51N TD	Protección de sobrecorriente, tierra	SI
50HS	Protección contra sobrecorriente instantánea de alta velocidad	SI
	Disparo instantáneo al cierre sobre falla	SI
50N/51N TD	Protección de sobrecorriente , 1-fase	SI
50Ns / 51Ns	Protección de tierra sensible a la corriente para sistemas con resonancia o neutro aislado	SI
	Protección de falla a tierra intermitente	SI

50 / 51 TD	Protección de sobrecorriente para los elementos de filtro RLC de un banco de capacitor	NO
50GN	Protección de corriente de eje	SI
50/27	Protección de energización inadvertida	SI
50BF	Protección contra fallo de interruptor. 3-polos	SI
50BF	Protección contra fallo de interruptor. 1 -/3-polos	NO
50RS	Protección de reencendido del interruptor automático	SI
50EF	Protección end fault	NO
50L	Protección de sobrecorriente	SI
51V	Protección de sobreintensidad dependiente de la tensión	SI
	Protección contra sobretensiones de pico. 3-fase, para condensadores	NO
59, 59N	Protección contra sobretensiones: "3 fases" o "sec. cero. V0" o "sec. pos. V1" o "universal Vx"	SI
59	Protección contra sobretensiones: "3 fases" o "sec. pos. V1" o "universal Vx"	SI
59N, 67Ns	Protección de falla a tierra del estator(nodireccional, direccional)	SI
27TH, 59TH, 59THD	Protección de falla a tierra del estator con 3° armónica	SI
60C	Protección de desequilibrio de corriente del banco de condensadores	NO
64S	Protección de fallo de tierra del estator de 100% (20-Hz)	SI
64F	Protección de falla a tierra del rotor (IRG>, Fn)	SI
64F	Protección de falla a tierra del rotor (RRG>, Fn)	SI
66	Bloqueo de re arranque para motores	SI
67	Protección de sobrecorriente direccional, fases	SI
67N	Protección de sobreintensidad direccional para fallas a tierra en sistemas de puesta a tierra	NO
67N	Protección de sobreintensidad direccional, tierra	SI
67Ns	Detección de defectos a tierra sensible direccional para los sistemas resonantes o con neutro aislado incl. a) $3I_0>$, b) $V_0>$, c) $\cos\phi$ / $\sin\phi$. d) Fct. transitorio e) ϕ (V,I). f) admitancia	NO
	Protección de falla a tierra direccional intermitente	NO
68	Bloqueo de oscilación de encendido	NO
74TC	Supervisión del circuito de disparo	SI
78	Protección Fuera de paso (out of step)	SI
79	Recierre automático. 3-polos	NO
79	Recierre automático. 1-/3-polos	NO
81	Protección de frecuencia; " $f>$ " o " $f<$ " o " df / dt "	SI
85/21	Teleprotección para protección de distancia	NO
85/27	Débil o no alimentación: eco y disparo	NO
85 / 67N	Teleprotección para la protección de falla a tierra direccional	NO
86	Bloqueo	SI
87B	Protección diferencial de barras	NO
	Estabilización cruzada	NO
	Bahía	NO
87T	Protección diferencial del transformador	SI
87T	Protección diferencial del transformador para regulación del ángulo de fase del transformador (solo núcleo)	NO
87T	Protección diferencial del transformador para regulación del ángulo de fase del transformador (dos núcleos)	NO

87T	Protección diferencial del transformador para transformadores especiales	NO
87T nodo	Protección diferencial (protección de nodo para Autotransformador)	NO
87NT	Protección de falla a tierra restringida	SI
87M	Protección diferencial del motor	SI
87G	Protección diferencial del generador	SI
87C	Protección diferencial, banco de condensadores	NO
87V	Protección diferencial de voltaje, banco de condensadores	NO
87L / 87T	Opción para la protección diferencial de línea: incluyendo transformador de potencia	NO
	Opción para la protección diferencial de línea: compensación de corriente de carga	NO
	Detección de rotura de hilo para la protección diferencial	NO
87 STUB	Protección diferencial de STUB (para aplicaciones de interruptor uno y medio)	NO
90V	Control automático de tensión para 2 devanados del transformador	NO
90V	Control automático de tensión para 3 devanados del transformador	NO
90V	Control automático de tensión para transformador de acoplamiento de rejilla	NO
FL	Localizador de avería. Medición única	NO
PMU	Medición sincrofasor (1 PMU se puede utilizar para max. 8 voltajes y 8 corrientes)	SI
AFD	Protección de arco (sólo con módulo enchufable ARC-CD-3FO)	SI
	Valores medidos, estándar	SI
	Valores medidos, extendidos: Min. Max. Promedio	SI
	Contadores de cambio (switching) estadístico	SI
	Vigilancia de desgaste de disyuntor	SI
	CFC (Estándar. Control)	SI
	Aritmética de CFC	SI
	Función de secuencias de conmutación	SI
	Detección de corriente de irrupción	SI
	Iniciación de disparo externo	SI
	Control	SI
	Fallo de grabación de señales analógicas y binarias	SI
	Seguimiento y la supervisión	SI
	Interfaz de protección, serial	SI
	Cortacircuitos	SI
	Desconectador	SI
FSR	Grabador de exploración rápida	NO
SSR	Grabador de exploración lenta	NO
CR	Grabador continuo	NO
TR	Grabadora de tendencia	NO
PQR	Grabaciones de calidad de potencia (funcionalidades)	NO
	Grabadora de secuencia de eventos	NO
ExTrFct	Ejecución funciones extendidas	NO
	Región Francia: Protección contra sobrecarga de líneas y cables PSL-PSC	NO
	Región Francia: Protección de sobrecorriente 'MAXI-L'	NO
	Región Francia: Protección de desacoplamiento Net 'PDA'	NO

	Región Francia: Protección contra sobrecarga para los transformadores	NO
	Lado transformador 7UT85	NO
	Lado transformador 7UT86	NO
	Lado transformador 7UT87	NO

Tabla 7.23: Principales funciones de la alternativa B

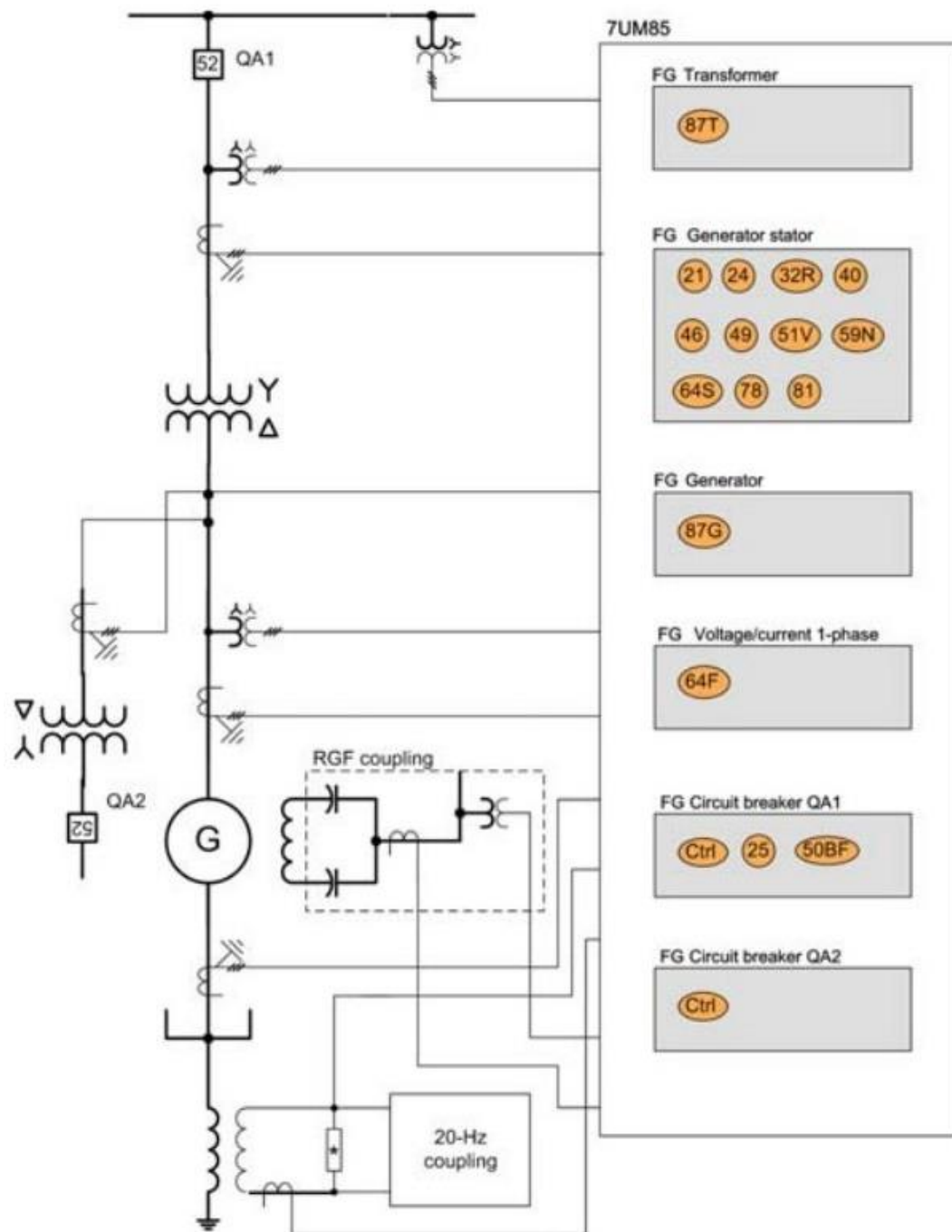


Figura 7.40: Conexión unitaria para Generador con transformador auxiliar [51].

7.7.3. Alternativa tecnológica C

7.7.3.1. Breve descripción del IED

Son relés de protección del generador diseñados para la protección de una amplia gama de generadores. En particular para la protección de generadores grandes (> 50MVA) proporcionando una falla a tierra del estator al 100% protección mediante una técnica de inyección de baja frecuencia. Posee además las funciones de protección para deslizamiento de polos y energización involuntaria durante la parada.

La protección de falla a tierra del rotor es proporcionada por una unidad de inyección, acoplamiento y medición de onda cuadrada de baja frecuencia conectada al circuito del rotor.



Figura 7.41: Aspecto físico alternativa C

7.7.3.2. Funciones principales

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN		P34x
87	Se proporciona protección diferencial de generador de fase aislada para protección discriminativa de alta velocidad para todos los tipos de fallas. La protección diferencial se puede seleccionar como polarizada o de alta impedancia o entre vueltas.	3/4/5

64	La falla a tierra restringida se puede configurar como un elemento de alta impedancia o un elemento de baja impedancia polarizado. Esto se puede utilizar para proporcionar protección de falla a tierra de alta velocidad y se aplica principalmente a máquinas pequeñas donde la protección diferencial no es posible.	2/3/4/5
32R, 32L, 32O	Se proporcionan dos etapas de tiempo definido de protección de potencia y cada etapa se puede configurar de forma independiente para funcionar como protección de potencia inversa (RP), sobre potencia (OP) o de potencia directa baja (LFP). La dirección de la potencia medida por la protección se puede invertir seleccionando el modo de funcionamiento, generación / motorización. La protección de energía se puede utilizar para proporcionar una protección de sobrecarga de respaldo (OP) simple, protección contra el motor (modo de generación RP.), Enclavamiento CB para evitar el exceso de velocidad durante el apagado de la máquina (LFP, modo de generación) y la protección contra pérdida de carga (LFP, modo de conducción). Los relés proporcionan un elemento de protección de energía trifásica estándar y también un elemento de protección de energía monofásico que se puede usar con un CT de clase de medición dedicado usando la entrada de corriente sensible.	2/3/4/5
40	Se proporciona un elemento de impedancia de tiempo definido de desplazamiento mho de dos etapas para detectar fallas en la excitación de la máquina. También está disponible un elemento de alarma de factor de potencia para ofrecer una protección más sensible.	2/3/4/5
46T	Se proporciona protección de sobrecarga térmica de secuencia de fase negativa para proteger contra cargas desequilibradas que pueden causar sobrecalentamiento en el rotor. Se proporcionan etapas de alarma y disparo.	2/3/4/5
51V. 21	Se proporciona una protección de sobrecorriente dependiente del voltaje (controlada o restringida) o de subimpedancia para la protección de respaldo de fallas de fase. La protección de sobreintensidad dependiente del voltaje se puede configurar como controlada o restringida con un Tiempo Mínimo Definido Inverso (IDMT) o Tiempo Definido (DT). Hay 2 etapas de protección de subimpedancia que se pueden configurar como tiempo definido solamente.	2/3/4/5
50/51/67	Se proporcionan cuatro etapas de protección contra sobrecorriente que se pueden seleccionar para que sean no direccionales, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Las etapas 1 y 2 pueden establecerse en tiempo mínimo definido inverso (IDMT) o tiempo definido (DT); las etapas 3 y 4 solo se pueden configurar en DT.	2/3/4/5
46OC	Se proporcionan cuatro etapas de tiempo definido de protección de sobreintensidad de secuencia de fase negativa para la protección de respaldo remoto para fallas de fase a tierra y fase a fase. Cada etapa se puede seleccionar para que sea no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás.	2/3/4/5
49	Se proporciona protección de sobrecarga térmica basada en 11 y 12 para proteger el estator / rotor contra sobrecargas debidas a corrientes equilibradas y desequilibradas. Se proporcionan etapas de alarma y disparo.	2/3/4/5

50N/51N	Se proporcionan dos etapas de protección de falla a tierra no direccional para la protección de falla a tierra del estator. La etapa 1 puede establecerse en tiempo mínimo definido inverso (IDMT) o tiempo definido (DT); la etapa 2 se puede configurar DT solamente.	2/3/4/5
64R	La protección de falla a tierra del rotor se puede proporcionar mediante un método de inyección de baja frecuencia. Hay 2 etapas de tiempo definido bajo protección de resistencia. Con esta función se requiere una unidad externa de inyección, acoplamiento y medición (P391). La medición de la resistencia del rotor se transmite al P34x a través de una salida de bucle de corriente (0-20 mA) en el P391 conectada a una de las 4 entradas de bucle de corriente en el P34x. La protección de falla a tierra del rotor solo está disponible si el relé incluye la opción de hardware CLIO. La frecuencia de inyección se puede seleccionar entre 0,25 / 0,5 / 1 Hz mediante un puente en el P391.	2/3/4/5
67N/67W	Se proporciona un elemento sensible de falla a tierra para la protección discriminativa de falla a tierra de generadores paralelos. La protección se puede seleccionar para que sea no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Está disponible polarización de secuencia cero o secuencia negativa. El elemento Falla a tierra sensible se puede configurar como $I_{cos\Phi}$. Elemento $I_{sin\Phi}$ o $V_{Icos\Phi}$ (Wattmetric) para aplicación en redes aisladas y compensadas.	2/3/4/5
59N	La protección de sobretensión residual está disponible para la protección de falla a tierra del estator donde hay una tierra aislada o de alta impedancia. La tensión residual se puede medir a partir de un VT delta roto. del devanado secundario de la tierra de un transformador de distribución en el neutro del generador, o se puede calcular a partir de las mediciones de voltaje trifásico a neutro. Se proporcionan dos etapas independientes de protección para cada entrada de voltaje neutro medida y también para el valor calculado, cada etapa puede seleccionarse como IDMT o DT. Los P342/3/4/5 tienen 2 etapas medidas y 2 calculadas de protección de sobretensión residual. El P344/5 tiene una entrada de voltaje neutral adicional y, por lo tanto, tiene 2 etapas adicionales de protección contra sobretensión residual medida.	2/3/4/5
27TN/59TN	Se proporciona un elemento de voltaje de tercer armónico para detectar la dosis de falla a tierra en el punto de estrella del generador. Este elemento combinado con la protección estándar de falla a tierra del estator (59N/50N/51N) proporciona una protección de falla a tierra del estator del 100%. Se proporciona un elemento de subtenensión de tercer armónico de tiempo definido si la medición de voltaje neutro está disponible en el neutro de la máquina. Este elemento está supervisado por un elemento de subtenensión trifásico y opcionalmente por elementos trifásicos W/VA/VAr. Se proporciona un elemento de sobrevoltaje de tercer armónico si la medición de voltaje neutro está disponible en los terminales de la máquina.	3/4/5
64S	La protección de falla a tierra del estator al 100% también se puede proporcionar mediante un método de inyección de baja frecuencia. Hay 2 etapas de tiempo definido bajo	5

	protección de resistencia y 1 etapa de protección de sobrecorriente de tiempo definido. Con esta función se requiere un generador externo de 20 Hz y un filtro de paso de banda.	
24	Se proporciona un elemento de sobreflujo (V / Hz) de cinco etapas para proteger el generador, o el transformador conectado, contra la sobreexcitación. La primera etapa es una alarma de tiempo definido, la segunda etapa se puede utilizar para proporcionar una característica de disparo de tiempo inverso o definido y las etapas 3/4/5 son de tiempo definido.	2/3/4/5
50/27	Se proporciona un esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje para la protección de activación involuntaria de la máquina / generador en reposo (GUESS) para detectar si el interruptor automático de la máquina está dosificado accidentalmente, cuando la máquina no está funcionando.	3/4/5
27	Se proporciona un elemento de protección de subtensión de 2 etapas, configurable como medición de fase a fase o fase a neutro para respaldar el regulador automático de voltaje. La etapa 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y la etapa 2 es solo DT.	2/3/4/5
59	Se proporciona un elemento de protección de sobrevoltaje de 2 etapas, configurable como medición de fase a fase o de fase a neutro para respaldar el regulador automático de voltaje. La etapa 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y la etapa 2 es solo DT.	2/3/4/5
47	Se proporciona un elemento de protección de sobrevoltaje de secuencia de fase negativa de tiempo definido para una función de disparo o de enclavamiento al detectar voltajes de suministro desequilibrados.	2/3/4/5
81U/O	Se proporciona una protección de subfrecuencia de tiempo definido de 4 etapas y de sobrefrecuencia de tiempo definido de 2 etapas para el deslastre de carga y la protección de respaldo del regulador de control de velocidad.	2/3/4/5
81AB	La protección de frecuencia anormal de la turbina se proporciona para proteger la pala de la turbina de posibles daños debido a la operación prolongada de frecuencia baja / alta del generador. Se pueden programar hasta seis bandas de frecuencia, cada una con un temporizador integrado para registrar el tiempo transcurrido dentro de la banda.	2/3/4/5
RTD	Se proporcionan 10 RTD (PT100) para controlar la temperatura con precisión en los devanados y cojinetes de la máquina. Cada RTD tiene una alarma instantánea y una etapa de disparo de tiempo definido.	Option 2/3/4/5
50BF	Se proporciona una función de falla de interruptor de circuito de 2 etapas con una entrada de inicio de 3 polos de protección externa.	2/3/4/5
37P/37N	Los elementos de subcorriente de falla a tierra sensible, neutro y de fase están disponibles para su uso con, por ejemplo, la función de falla del interruptor automático.	2/3/4/5
78	Se utiliza una característica de impedancia en forma de lente para detectar la pérdida de sincronización (deslizamiento del polo) entre la generación y el sistema de energía. Se crean dos zonas mediante una línea de reactancia que se utiliza para distinguir si el centro de impedancia del deslizamiento de polos está ubicado en el	3/4/5

	sistema de energía o en el generador. Se utilizan contadores separados para contar los deslizamientos de polos en las 2 zonas. También se proporciona una configuración para determinar si la protección opera en un modo de generación, modo de motor o ambos.	
BOL	La lógica de sobrecorriente bloqueada está disponible en cada etapa de la protección de sobrecorriente, falla a tierra y falla a tierra sensible. Consiste en salidas de arranque y entradas de bloque que se pueden utilizar para implementar esquemas de bloqueo de barras, por ejemplo.	2/3/4/5
VTS	Se proporciona supervisión del transformador de voltaje (detección de falla de fusible de fases 1, 2 y 3) para evitar el mal funcionamiento de los elementos de protección dependientes del voltaje en caso de pérdida de una señal de entrada del VT.	2/3/4/5
CTS	La supervisión del transformador de corriente se proporciona para evitar el mal funcionamiento de los elementos de protección dependientes de la corriente en caso de pérdida de una señal de entrada del TC.	2/3/4/5
CLIO	Se proporcionan 4 entradas analógicas (o bucle de corriente) para transductores (vibración, tacómetros, etc.). Cada entrada tiene un disparo de tiempo definido y una etapa de alarma, y cada entrada se puede configurar para que funcione en modo "Por encima" o "Por debajo". Cada entrada puede seleccionarse independientemente como 0-1 / 0-10 / 0-20 / 4-20mA. Se proporcionan 4 salidas analógicas (o bucle de corriente) para las medidas analógicas en el relé. Cada salida puede seleccionarse independientemente como 0-1 / 0-10 / 0-20 / 4-20mA.	Option 2/3/4/5
	Rotación de fase: se puede seleccionar la rotación de las fases ABC o ACB para todos los canales de tensión y corriente trifásicos. Además, para aplicaciones de almacenamiento por bombeo donde se intercambian 2 fases, el intercambio de 2 fases se puede emular de forma independiente para los canales de voltaje trifásico y corriente trifásica.	2/3/4/5
	Teclas de función programables	10 (P345)
	LED programables (tricolor P345. Rojo P342 / 3/4)	18 (P345)8 (P342/3/4)
	Entradas digitales (opción de pedido)	7 to 32
	Relés de salida (opción de pedido)	8 to 32
	Puerto de comunicación frontal (EIA (RS) 232)	2/3/4/5
	Puerto de comunicación trasero (KBUS / EIA (RS) 485). Se admiten los siguientes protocolos de comunicación: Courier. MOD BUS. IEC870-5-103 (VDEW) y DNP3.0.	2/3/4/5
	Puerto de comunicación trasero (Fibra Óptica). Se admiten los siguientes protocolos de comunicación: Courier. MOD BUS. IEC870-5-103 (VDEW) y DNP3.0.	Option 2/3/4/5

	Segundo puerto de comunicación trasero (EIA (RS) 232 / EIA (RS) 485). Protocolo de mensajería.	Option 2/3/4/5
	Puerto de comunicación Ethernet IEC61850 trasero.	Option 2/3/4/5
	Puerto de sincronización de tiempo (IRIG-B)	Option 2/3/4/5

Tabla 7.24: Principales funciones de la alternativa C

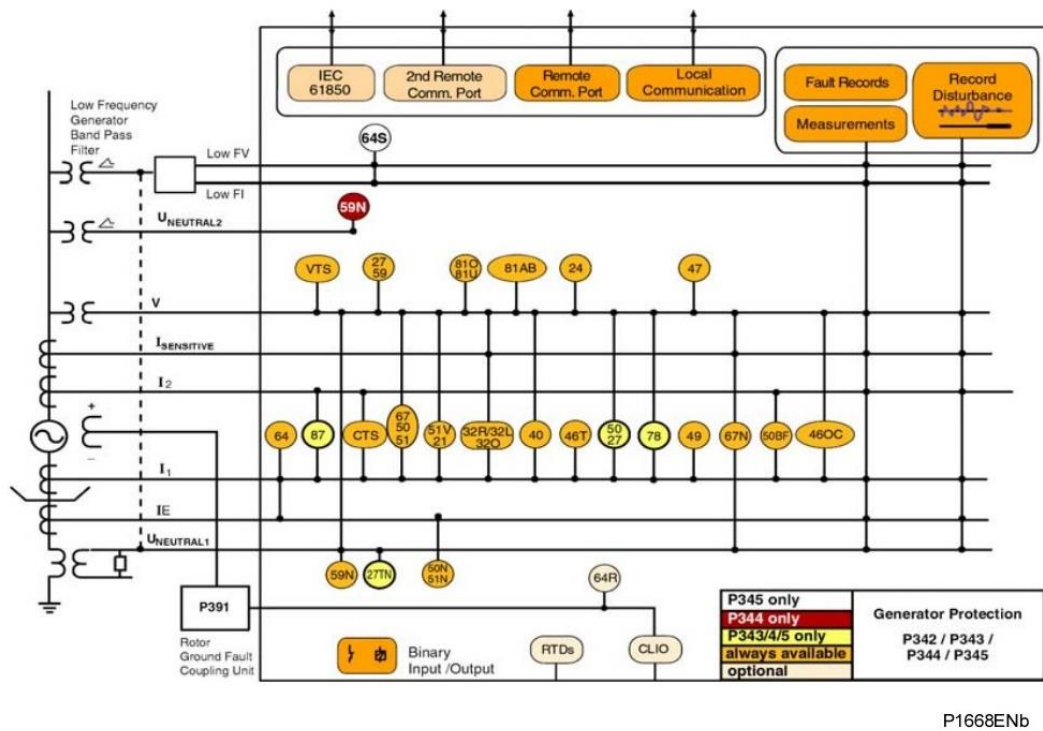


Figura 7.42: Esquema funcional alternativa C.

7.7.4. Alternativa tecnológica D

7.7.4.1. Breve descripción del IED

Adecuado para la protección de generadores industriales y de empresas suministradoras de energía, con sincronizador automático, E/S flexibles y comunicaciones avanzadas. Proporciona una solución completa de protección y sincronización para generadores sincrónicos para que pueda eliminar la complejidad y el costo de paquetes de sincronizadores independientes. La integración de la capacidad de sincronización en el relé de protección del generador proporciona la solución más rentable y confiable.

La opción de pantalla táctil de 5 pulgadas a color, con resolución de 800 x 480 pixeles, le permite ajustar, supervisar y controlar directamente su sistema. Actualice la protección existente con facilidad, sin cortes ni perforaciones en los calados existentes, mediante un pequeño factor de forma y varios adaptadores de montaje. Se Integra en comunicaciones seriales o basadas en Ethernet con protocolos IEC 61850 Edición 2, IEC 60870-5-103, el Protocolo de redundancia paralelo (PRP) IEC 62439, comunicaciones Mirrored Bits, Modbus, DNP3 y otros.



Figura 7.43: Aspecto físico alternativa D.

7.7.4.2. Funciones principales

ANSI	Funciones
21C/51VC	Distancia tipo compensador, temporizado con control o retención por voltaje
24	Volts/Hertz
25G	Verificación de Sincronismo
27	Bajo Voltaje
271	bajo voltaje de tiempo inverso
27S	Bajo voltaje de sincronismo
32	Direccional de potencia
40	Pérdida de campo
46	Desbalance de corriente
49 R	Sobrecarga térmica (Detector de temperatura resistivo [RTD])
49T	Modelo térmico
50N	Sobrecorriente de neutro
50 (P,G,Q)	Sobrecorriente (fase, tierra, secuencia negativa)

51 (P,G,Q)	Sobrecorriente temporizado (fase, tierra, secuencia negativa)
51N	Sobrecorriente temporizado de Neutro
591	Sobrevoltaje de tiempo inverso
59 N (64G1)	Sobrevoltaje de neutro
59 S	Sobrevoltaje de sincronismo
59 (P,G,Q)	Sobrevoltaje (fase, tierra, secuencia negativa)
60	Pérdida de Potencial
64F	Campo a tierra
64G	Tierra de estator de 100 por ciento_
67 (P,G,QÍ)	Sobrecorriente direccional (fase, tierra, secuencia negativa)
67 N	Direccional de sobrecorriente de neutro
78	Pérdida de sincronismo
78VS	Desfasamiento vectorial
81 (0,U,R)	Frecuencia (sobre, baja, tasa)
87	Diferencial de corriente trifásico
87 N	Diferencial de corriente de neutro
REF	Falla a tierra restringida

Tabla 7.25: Principales funciones de la alternativa D

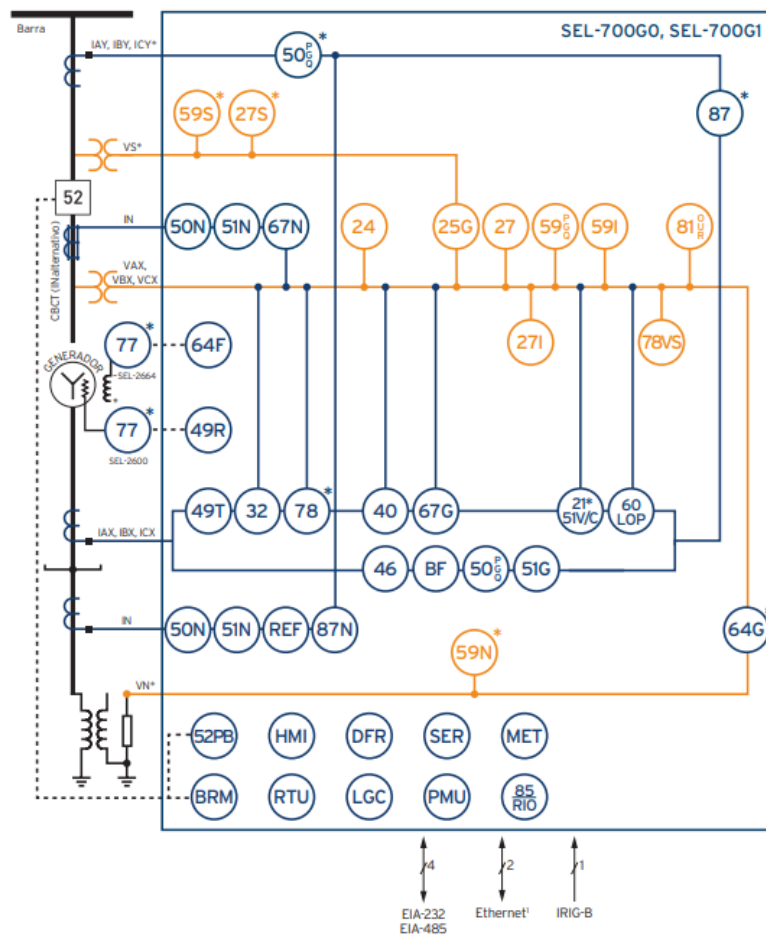


Figura 7.44: Resumen funcional alternativa D.

7.7.5. Alternativa tecnológica E

7.7.5.1. Breve descripción del IED

Este sistema de protección del generador proporciona protección integral para generadores medianos y grandes, incluidos grandes turbinas de vapor y combustión, generadores de ciclo combinado y multi circuito unidades hidráulicas. Incluye automatización avanzada y comunicación capacidades, amplias opciones de E/S y funciones de grabación de fallas que pueden simplificar el análisis de perturbaciones post falla y ayuda a minimizar el tiempo de inactividad del generador [52].



Figura 7.45: Aspecto físico alternativa E.

7.7.5.2. Funciones principales

ANSI Números y Funciones del dispositivo	
21P	Protección de distancia
24	Voltios por Hertz
25	Comprobación de sincronismo
27P	Subtensión de fase
27TN	Subtensión de neutro en tercer armónico
27X	Subtensión auxiliar
32	Potencia Sensible Direccional
40	Pérdida de relé Campo
46	Desequilibrio del generador
50 GRAMOS	Sobrecorriente instantánea de tierra
50N	Sobrecorriente de neutro instantánea
50P	Sobrecorriente de fase instantánea
50SP	Sobrecorriente instantánea de fase dividida
50/27	Activación accidental
51G	Tiempo de sobrecorriente de tierra
51P	Tiempo de sobrecorriente de fase
59N	Sobretensión neutro
59P	Sobretensión de fase
59X	Sobretensión auxiliar
592	Sobretensión de secuencia negativa
64RGF	Falla a tierra restringida
64TN	100% del estator a tierra
672	Sobrecorriente de secuencia negativa direccional
67N	Sobrecorriente direccional de neutro

67P	Sobrecorriente direccional de fase
68	Bloqueo de oscilación de energía
78	Protección Fuera de etapa
810	Sobrefrecuencia
81R	Tasa de cambio de frecuencia
81U	Baja frecuencia
87	Estator diferencial del generador

Tabla 7.26: Principales funciones de la alternativa E

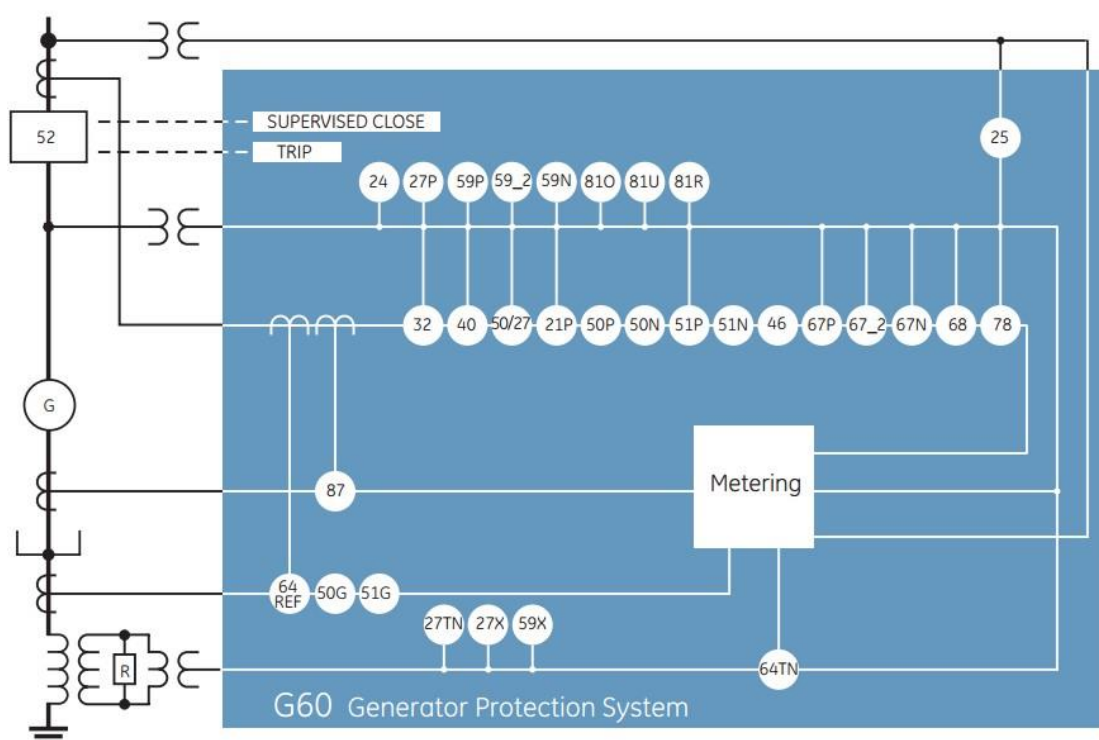


Figura 7.46: Esquema funcional alternativa E.

7.7.6. Alternativa tecnológica F

7.7.6.1. Breve descripción del IED

El IED de protección del generador AQ-G257 es miembro de la línea de productos AQ-200. El hardware y el software es modular: los módulos de hardware se ensamblan y configuran de acuerdo con los requisitos de E / S de la aplicación y el software determinan las funciones disponibles.



Figura 7.47: Aspecto físico alternativa F.

7.7.6.2. Funciones principales

ANSI	Descripción
87G / 87T / 87N	Protección diferencial Generador/transformador
50/51	Protección de sobrecorriente no direccional
50N / 51N	Protección de falla a tierra no direccional
67	Protección de sobreintensidad direccional
67N	Protección de falla a tierra direccional
87N	Protección diferencial de baja impedancia o de alta impedancia final de falla a tierra / por cable restringido
46 / 46R / 46L	Sobrecorriente de secuencia negativa / inversión de la corriente de fase / protección de desequilibrio de corriente
50H / 51H / 68H	Protección contra la sobretensión armónica La detección y el bloqueo o tropezar sobre la base de un armónico seleccionable. Las corrientes de fase y las corrientes residuales tienen etapas separadas.
50BF / 52BF	Circuito de protección de fallo de interruptor
59	Protección al sobrevoltaje
27	Protecciones de mínima tensión
59N	Protección contra sobretensión de neutro
59P / 27P / 47	Protección de tensión de secuencia
810 / U	Protección de sobre frecuencia y baja frecuencia
81R	Protección de tasa de cambio de frecuencia
51V	Protección contra la sobrecorriente de voltaje restringido
64S	100% de protección de falla a tierra del estator
49G	Protección térmica de la máquina
24	Protección de sobreexcitación de volts por Hertz
55	Protección de factor de potencia
40	Protección subexcitación
21U	Protección de mínima impedancia

32	Protección de potencia
78	Protección de deslizamiento de polos
78	Protección de salto de vector
99	Etapas Programables
50ARC / 50NARC	Protección de falla de Arco (opcional)

Tabla 7.27: Principales funciones de la alternativa F

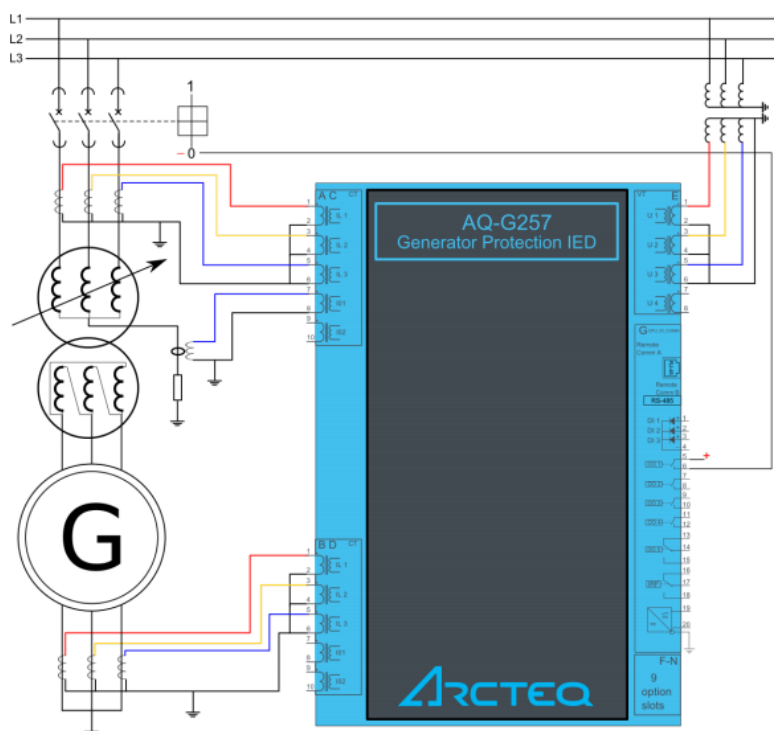


Figura 7.48: Ejemplo de aplicación alternativa F.

7.7.7. Resumen de las funciones de protección necesarias para la propuesta de retrofit

Con el propósito de facilitar la comparación desde el punto de vista de las funciones de protección, se presentan a continuación un resumen con las protecciones existentes en la CH-ITAIPÚ y que deberán ser consideradas. En las Tablas Tabla 7.28 y Tabla 7.29 se observan primeramente el conjunto de relés para la protección primaria y a continuación la alternada, en cada uno de los casos se presenta el código numérico planteado por las normas ANSI/IEEE, la descripción de la protección y la cantidad existente.

ANSI/IEEE	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CANTIDAD
87G	Protección Diferencial del Generador	Protección diferencial	1
87SP	Protección diferencial contra falla entre devanados	Protección diferencial	1
87TR	Protección Diferencial del Transformador elevador	Protección diferencial	1
87TRG	Protección Diferencial de falla a tierra restringida del transformador	Protección diferencial	1
87TA	Protección diferencial de Transformador de Servicios Auxiliares	Protección diferencial	1
87V	Protección diferencial del vano	Protección diferencial	1
64SB	Protección falla a tierra en el estator 100%	Protección contra fallas a tierra	1
21	Protección de distancia de la unidad	Protección de distancia	1
59/59T	Protección contra sobre tensiones	Protección contra sobre tensión	1
95 (24)	Protección contra sobreexcitación	Protección contra sobreexcitación	1

Tabla 7.28: Protección Primaria de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ

Nota: Elaboración propia a partir de [45]

ANSI/IEEE	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	TIPO DE PROTECCIÓN	CANTIDAD
87U	Protección diferencial de la Unidad (grupo Generador y Transformador)	Protección diferencial	1
64SA	Protección falla a tierra en el estator 90%	Protección contra fallas a tierra	1
46	Protección contra desbalance de carga	Protección de desbalance	1
40	Protección contra pérdida de excitación	Protección contra pérdida de excitación	1
51N	Protección contra sobre corriente de neutro	Protección contra sobre corriente	1
50/51A	Protección de sobre corriente del TA	Protección contra sobre corriente	1
51NA	Protección de sobre corriente de Neutro del TA	Protección contra sobre corriente	1
60	Protección de equilibrio de tensiones	Protección de equilibrio de tensiones	1
50BF	Protección contra falla del interruptor	Protección contra falla del interruptor	1

Tabla 7.29: Protección Alternada de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ

Nota: Elaboración propia a partir de [45] [48]

7.8. COMPARACIÓN SEGÚN EL CRITERIO DE CANTIDAD Y VARIEDAD DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN RELACIÓN A LAS EXISTENTES

Luego del estudio de diferentes alternativas tecnológicas, consistentes en relés numéricos con microprocesadores o denominados también en algunos documentos [46] como MGPS (Multifunction Generator Protection Systems), disponibles en el mercado, ha resultado una tabla en la cual se observan en qué medida las alternativas tecnológicas están equipadas para cumplir con las exigencias en cuanto a las funciones de protección de las unidades generadoras y sus protecciones existentes.

Para tal propósito se han comparado las funciones de cada alternativa, con los datos de los manuales técnicos y diferentes documentos proveídos por los fabricantes, completando con la palabra SI para indicar que efectivamente cuenta con la función y NO para caso contrario.

#	PROTECCIONES EXISTENTES	ALTERNATIVAS					
		A	B	C	D	E	F
1	Protección Diferencial del Generador (87G)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
2	Protección diferencial contra falla entre devanados (87SP)	NO	NO	NO	SI	NO	SI
3	Protección diferencial del transformador elevador (87TR)	SI	SI	SI	NO	NO	SI
4	Protección diferencial de falla a tierra del transformador restringida (87TRG)	SI	SI	NO	SI	SI	SI
5	Protección diferencial de transformador de Servicios Auxiliares (87TA)	NO	NO	SI	NO	NO	NO
6	Protección diferencial del vano (87V)	SI	SI	NO	SI	SI	NO
7	Protección diferencial de la Unidad (87U)	SI	NO	NO	SI	NO	NO
8	Protección falla a tierra en el estator 90% (64SA)	NO	SI	SI	NO	NO	NO
9	Protección falla a tierra en el estator 100% (64SB)	SI	SI	NO	SI	SI	SI
10	Protección contra desbalance de carga Relé (46)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
11	Protección contra Pérdida de excitación (40)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
12	Protección contra Sobre Corriente de neutro-Relé (51N)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
13	Protección de Sobre Corriente del TA (50/51A)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
14	Protección de Sobre Corriente de Neutro del TA (51NA)	SI	SI	NO	SI	NO	SI
15	Protección de distancia de la Unidad (21)	SI	SI	SI	SI	SI	SI

16	Protección de equilibrio de tensiones (60)	SI	NO	NO	SI	NO	NO
17	Protección Contra Sobre excitación (95) (24)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
18	Protección contra Sobre Tensiones (59/59T)	SI	SI	SI	SI	SI	SI
19	Protección contra falla del interruptor (50BF)	SI	SI	SI	SI	NO	SI

Tabla 7.30: Resumen de funciones según cada alternativa

De la tabla precedente, se elabora un resumen para visualizar con mayor facilidad el resultado, presentado en la Tabla 7.31.

Se ha realizado la separación de las protecciones considerando la protección primaria como de mayor importancia en comparación a la protección alternada, y razón por la cual se espera que sean cumplidas antes que las segundas.

Separando las protecciones en primaria y alternada, puede apreciarse que la alternativa A, B y D son las que cumplen en mayor medida con las funciones necesarias según las protecciones actuales existentes en la central.

Descripción	Valores					
Nivel de cumplimiento de los requerimientos del sistema	16/19	15/19	12/19	16/19	11/19	14/19
Nivel de cumplimiento protección primaria	8/10	8/10	6/10	/10	7/10	8/10
Nivel de cumplimiento protección alternada	8/9	7/9	6/9	8/9	4/9	6/9

Tabla 7.31: Resumen de funciones, cumplimiento y según sean primaria o alternada

7.9. COMPARATIVA SEGÚN EL CRITERIO DE CANTIDAD Y VARIEDAD DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN CON RELACIÓN A LAS RECOMENDADAS EN ALGUNAS NORMAS [46]

Tomando como referencia la norma, en esta sección se establece una comparación con las mismas de las funciones de las diferentes alternativas seleccionadas y presentadas en secciones anteriores. Considerando por un lado que la tecnología

actual referente a los dispositivos de protección monitoreo y control basados en microprocesadores (IED), han sido perfeccionadas en los últimos años, y se han diseñado para cumplir con las exigencias técnicas en condiciones más extremas. Por otro lado, como se sabe, el sistema de protección de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ datan de hace más de 30 años, y es posible que algunas funciones de protección hayan sido reemplazadas por otra o bien hayan sido mejoradas.

En este sentido, algunos autores señalan que no hay un estándar disponible que describa las funciones requeridas. Cada país tiene sus propias recomendaciones para las funciones de protección necesarias [46].

Algunos criterios de selección son:

- Tipo de la central eléctrica y condiciones de operación
- Tamaño del generador
- Importancia del generador
- Criterios impuestos por la naturaleza de la red o del sistema eléctrico.
- Costos de reparación y pérdida de energía si las fallas no se detectan o se disparan con un retraso demasiado largo
- Presupuesto para la protección en relación con el costo del generador (generador pequeño: menor número de funciones de protección), etc.

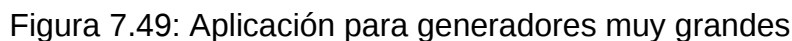
La Tabla 7.32 ofrece una descripción general de las funciones de protección recomendadas en relación con tamaño del generador (costos del generador / planta) [46].

Protection functions	ANSI-No.	Generator - Rated Power (MVA)			
		<5	5-50	50 - 200	>200
Stator earth fault 90 %	64, 59N, 67N	X	X	X	X
Stator earth fault 100 %	64(100%) 27TN			X	X
Differential	87G, 87T	o	X	X	X
Overcurrent time	50,51V	X	X	o	o
Impedance	21		o	X	X
Interturn fault				x	x
Rotor earth fault	64R	o	X	X	X

Unbalanced load	46		X	X	X
Underexcitation	40	o	X	X	X
Out of step	78				0
Stator overload	49	X	X	X	X
Rotor overload	49R				X
Overvoltage	59	X	X	X	X
Frequency / >	81	X	X	X	X
Frequency / <	81		X	X	X
Reverse power	32	X	X	X	X
Undervoltage	27	Y	Y	Y	Y
Overexcitation (U/f)	24		0	X	X

Tabla 7.32: Funciones recomendadas.

La Figura 7.49 muestra una aplicación para generadores muy grandes. Posee adicionalmente un interruptor entre el generador y el transformador elevador, esto aumenta la flexibilidad de operación, varios generadores de gran tamaño (> 200MW), sin embargo, fueron diseñados sin un interruptor de circuito del generador, este último caso corresponde al caso del generador de ITAIPÚ en estudio. La figura mencionada se toma como referencia para la representación de la propuesta en el presente proyecto.



211



FUNCIONES PROTECCIÓN	ANSI	ALTERNATIVAS					
		A	B	C	D	E	F
Falla a tierra del estator al 90 %	64, 59N, 67N	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Falla a tierra del estator al 100 %	64(100%) 27TN	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Diferencial	87G, 87T	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Impedancia	21	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Falla a tierra del rotor	64R	SI	SI	SI	SI	SI	NO
Desbalance	46	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sub excitación	40	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sobrecarga Estator	49	SI	SI	SI	SI	NO	SI
Sobrecarga Rotor	49R	SI	SI	NO	SI	NO	SI
Sobre Voltaje	59	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Frecuencia />	81	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Frecuencia /<	81	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Potencia Inversa	32	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sobre Excitación (U/f)	24	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Cumplimiento		14/14	14/14	13/14	14/14	12/14	13/14

Tabla 7.33: Funciones de protección recomendadas comparadas con las funciones de las alternativas

De la última comparación se resume que los relés numéricos denominados IED, poseen en su mayoría las funciones recomendadas por los especialistas, si bien, como se ha visto en tablas anteriores, no poseen las mismas funciones que las de los relés existentes, existen funciones que bien podrían usarse como reemplazo de los anteriores, por ejemplo, a falta de la función 64 SA puede utilizarse la función 67N o bien el 59N.

7.10. COMPARACIÓN SEGÚN LAS FUNCIONES ESPECÍFICAS DE CADA IED

Como se pudo apreciar, en la mayoría de los IED analizados se encuentran disponibles las funciones específicas, como son los registradores de eventos, interfaz amigable, confiabilidad según normas internacionales.

Se ha podido apreciar que los dispositivos son diseñados y construidos específicamente para la protección de generadores eléctricos, por tal motivo, todas ellas ofrecen características similares.

7.11. COMPARACIÓN SEGÚN EL CRITERIO DE SOPORTE TÉCNICO DE CADA IED

En cuanto al soporte técnico puede concluirse que los IED sugeridos cuentan con suficiente soporte, pues cuenta con representantes tanto en Paraguay como en Brasil, y la provisión de elementos como repuestos, reemplazos o técnicos especialista. Según los datos del fabricante, existen garantías de soporte técnico.

7.12. COMPARACIÓN SEGÚN EL CRITERIO DE ADAPTABILIDAD AL SISTEMA ACTUAL

Este criterio depende de cada método a utilizar para el proceso de retrofit, no obstante, la mayoría de los elementos son adaptables al sistema actual. Los diferentes elementos estudiados cumplen con las exigencias del proyecto. En la sección donde se define la propuesta de retrofit puede visualizarse para cada función lo mencionado.

7.13. SELECCIÓN DE ALTERNATIVA MÁS FACTIBLE PARA LA PROPUESTA DE RETROFIT

Con base en los análisis realizados en los apartados 7.6.1. y 7.6.5., se puede concluir que desde el punto de vista del método de implementación se decide incorporar los IED al circuito de protección eléctrica existente de tal forma que opere en conjunto con las existentes, al menos de forma transitoria, mientras duren los trabajos de adecuación; posteriormente, una vez concluidas las diferentes etapas del retrofit podrán ser desconectados los módulos de relés estáticos antiguos para dejar solamente los IED. Esto último principalmente por las dificultades ya planteadas con relación a ellos durante la definición del problema.

La figura siguiente ilustra la idea en cuanto al método seleccionado. En ella se puede observar la representación de la protección existente, y la incorporación del IED en el circuito.

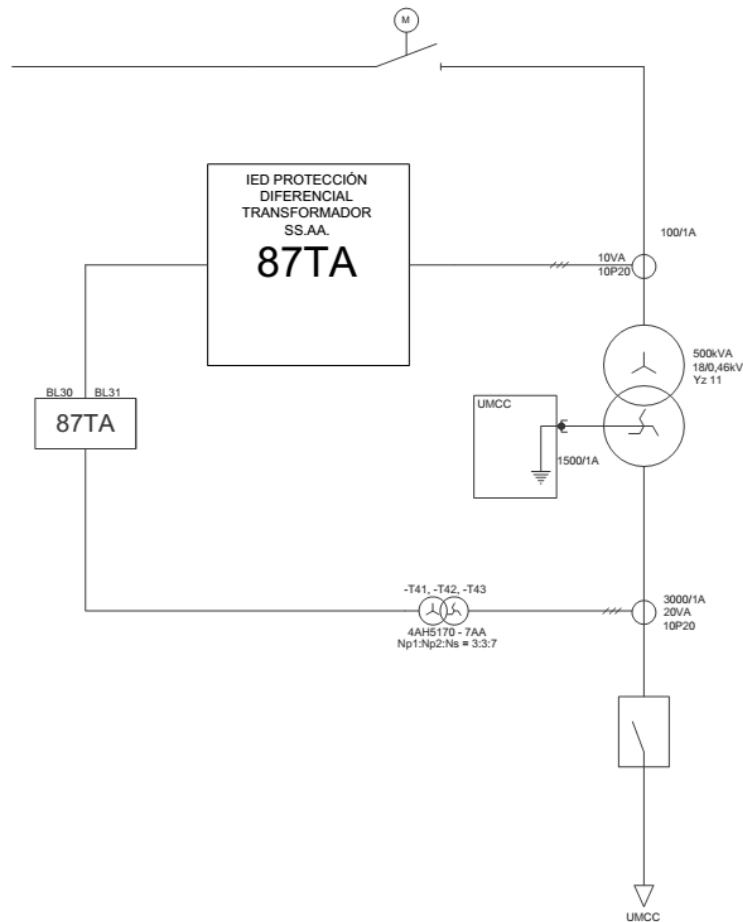
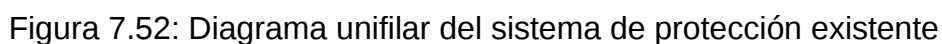


Figura 7.51: Representación esquemática del método para retrofit seleccionado

En cuanto a la tecnología a implementar, como se ha visto anteriormente, se pueden adoptar cualquiera de las alternativas de entre A, B o D. Más adelante, durante el proceso del diseño de retrofit se definirán los diferentes aspectos técnicos a considerar, como las exigencias en los parámetros de los transformadores de medidas, las entradas analógicas de los IED, entre otros.

7.14. PROPUESTA PARA EL RETROFIT DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LA CH-ITAIPÚ

En la sección anterior se ha definido tanto el método para llevar a cabo el retrofit como la alternativa de IED a utilizar, de esta manera, en la presente sección se desarrolla el diseño propiamente dicho, elaborando los diferentes esquemas de conexión, primeramente, por separado, y posteriormente se presenta una vista del esquema general.



Con el objeto de facilitar la relación entre lo existente y la propuesta, la Figura 7.52 se presenta nuevamente el diagrama unifilar del sistema de protección existente.

La figura presenta todos los relés utilizados en el sistema de protección de las unidades generadoras actualmente. Las mismas están divididas en dos grupos, protección primaria y protección alternada que se separan a continuación.

Los relés que forman parte del grupo de la protección primaria son las que muestra la tabla siguiente. En la primera columna se aprecian los códigos numéricos de identificación según las normas ANSI/IEEE, y en la columna contigua las funciones respectivas.

Código ANSI	Protección Primaria
87G	Protección diferencial Generador
87SP	Protección diferencial de fase dividida
87TR	Protección diferencial del transformador elevador
87TRG	Protección diferencial de falla a tierra del transformador restringida
87TA	Protección diferencial de transformador de Servicios Auxiliares
87V	Protección diferencial del vano
64SB	Protección falla a tierra en el estator 100%
21	Protección de distancia de la Unidad
24	Protección Contra Sobre excitación
59/59T	Protección contra Sobre Tensiones

Tabla 7.34: Relés o funciones de la protección primaria

En tanto, los relés utilizados para la protección alternada se detallan seguidamente.

Código ANSI	Protección Alternada
87U	Protección diferencial de la Unidad
64SA	Protección falla a tierra en el estator 90%
46	Protección contra desbalance de carga Relé
40	Protección contra Pérdida de excitación
51N	Protección contra Sobre Corriente de neutro
50/51A	Protección de Sobre Corriente del TA
51NA	Protección de Sobre Corriente de Neutro del TA
60	Protección de equilibrio de tensiones
50BF	Protección contra falla del interruptor

Tabla 7.35: Relés o funciones de la protección alternada

De esta manera, con la selección de la alternativa tecnológica a implementar, se podrán cubrir todas las exigencias de protección de cada unidad generadora. Con el objetivo de asegurar la incorporación correcta de la totalidad de los relés, se desarrolla el diseño teórico de cada uno de ellos para la implementación.

7.14.1. Protección Primaria

Estas funciones están disponibles en cualquiera de las alternativas sugeridas en secciones anteriores o cualquier dispositivo similar. En casos excepcionales, en los que no cuente con alguna función utilizada actualmente en el sistema, puede utilizarse una función equivalente que será explicada más adelante; por lo tanto, no representan dificultades en las adaptaciones y vinculaciones con el sistema de protección de la unidad generadora estudiada. Se presentan a continuación cada uno de los relés que corresponden a la protección primaria.

7.14.1.1. Protección diferencial contra falla entre devanados (87G)

Para la operación de esta función del IED, son necesarios dos transformadores de corrientes por fase (TC01 y TC02 de la Figura 7.53). Los TC instalados actualmente en el circuito del generador pueden utilizarse para dicho propósito, pues los mismos, como podrá verse más adelante, cumplen con las especificaciones requeridas por los IED. La representación simplificada se puede observar a continuación.

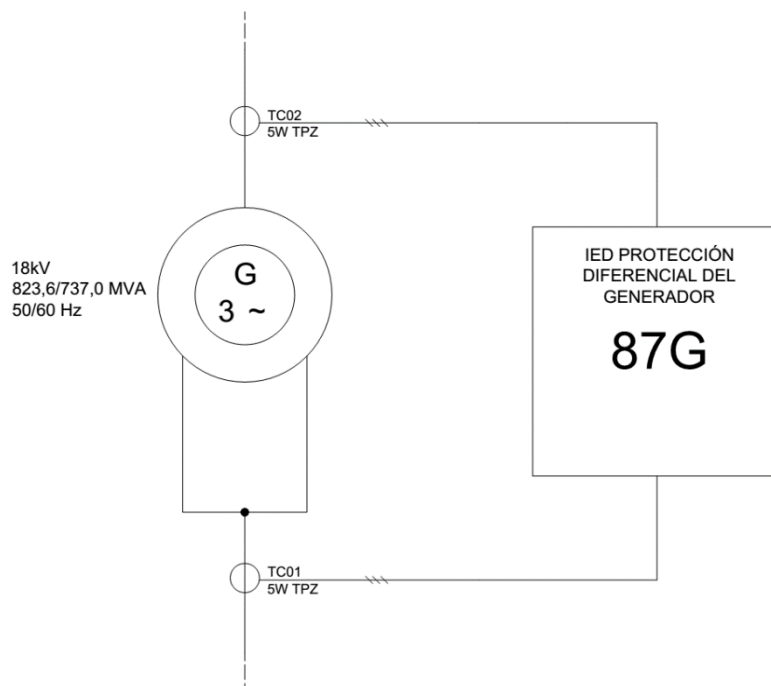


Figura 7.53: Esquema de la protección diferencial

El principio de funcionamiento del 87G es el mismo ya descrito durante el estudio de las protecciones existentes, nada más se incorporan una serie de funciones adicionales como registrador del evento, datos oscilo gráficos, y una interfaz en el mismo relé, como parte de las ventajas que ofrecen los IED modernos frente a los módulos de protecciones existentes.

Los transformadores de protección mencionados cuentan con las siguientes características técnicas:

Descripción	Características
Cantidad de TC monofásicos (TC01 y TC02)	6
Tipo o Clase	TPZ
Relación	28000/5 A
Potencia	5W

Tabla 7.36: Características de los transformadores para protección

Los IED diseñados para la protección de unidades generadoras de gran porte poseen normalmente las condiciones de operar con los valores normalizados de los transformadores de instrumentos; por lo tanto, es compatible con los TC disponibles. Por otro lado, en cuanto a la potencia del TC, también cubre el requerimiento del IED, pues la carga que representa la entrada analógica del mismo, suele ser muy pequeña, en general alrededor de 0,2 a 0.3 VA con una corriente de 5 A.

7.14.1.1. Protección diferencial de fase dividida (87SP)

Durante el análisis de las alternativas tecnológicas se ha visto que en la mayoría de los IED diseñados para la protección de unidades generadoras no trae esta función como tal, sin embargo, todos los IED estudiados cuentan con varias funciones para aplicaciones diferenciales porcentuales y la posibilidad de incorporar módulos adicionales si son requeridos. De esta manera, la función de protección diferencial porcentual puede adoptarse para desempeñar la función 87SP.

Este relé es otra protección exclusiva del generador. La Figura 7.54 muestra la representación esquemática de la conexión del IED con la configuración planteada.

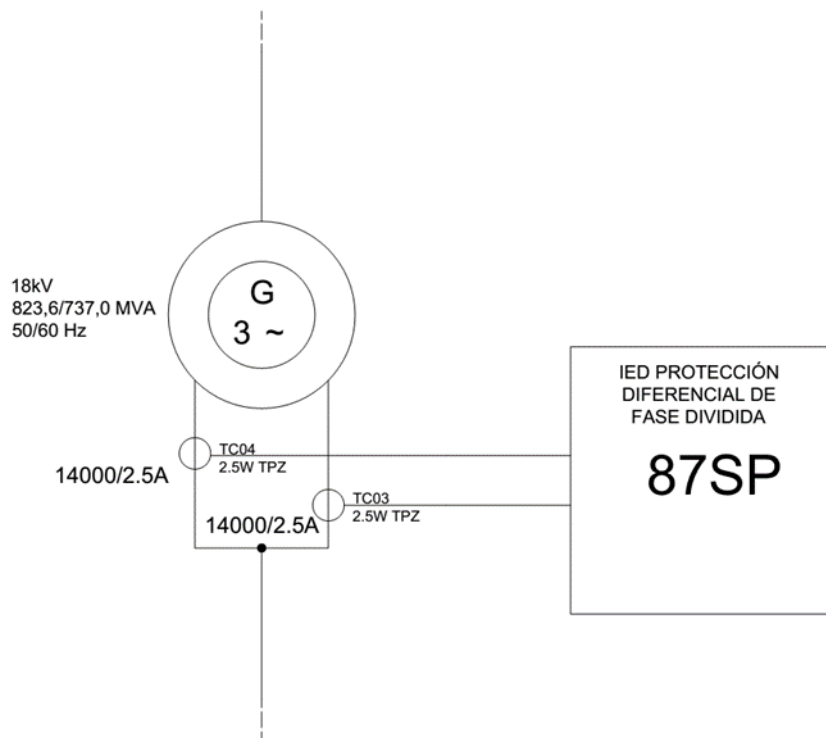


Figura 7.54: Esquema de la protección diferencial de fase dividida

Como se ve, el 87SP utiliza valores obtenidos de dos TC por fase, los TC03 y TC04 indican la conexión al relé para su operación. Las características de dichos TC se presentan en la siguiente tabla. Los valores presentados se ajustan perfectamente al IED seleccionado en cuanto a compatibilidad.

Descripción	Características
Cantidad TC monofásicos (TC03 y TC04)	6
Tipo o Clase	TPZ
Relación	14000/2,5 A
Potencia	2,5W

Tabla 7.37: Características de los transformadores para protección

7.14.1.2. Protección diferencial del transformador elevador (87TR)

Se recuerda que en las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ, los transformadores elevadores forman parte del conjunto con el generador propiamente dicho, por lo tanto, es imprescindible para el funcionamiento de la unidad; dicho esto, cualquier falla interna del mismo debe despejarse en la mayor brevedad técnicamente

posible. El 87 TR es el destinado a cumplir la función de protección del mencionado equipo. En la figura puede observarse el esquema simplificado de la función.

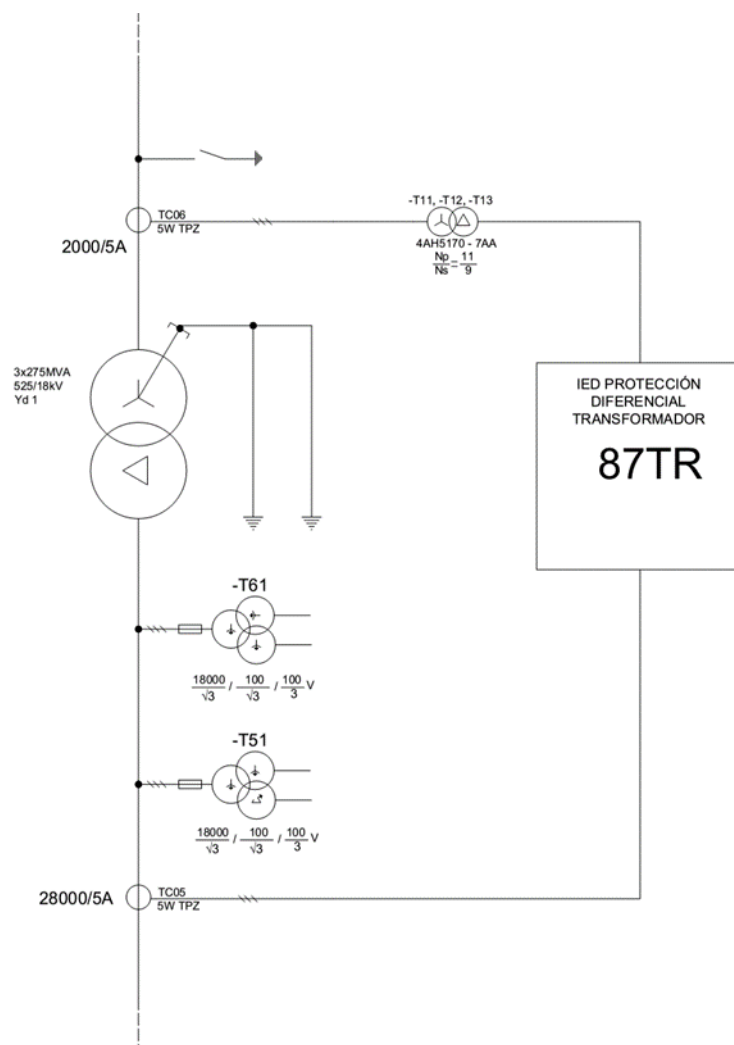


Figura 7.55: Esquema de la protección diferencial de transformador principal

Los TC05 y TC06 reflejan los valores de las corrientes para la operación del relé.

Descripción	Características
Cantidad TC05 monofásicos	3
Cantidad TC06 monofásicos	3
Tipo o Clase	TPZ
Relación TC05	28000/5 A
Relación TC06	2000/5 A
Potencia TC05 y TC06	5W

Tabla 7.38: Características de los transformadores para protección

La relación de transformación de los TC utilizados es diferente, así como el desfase producido en el secundario por el transformador elevador por su conexión en estrella en el lado de alta tensión; este detalle puede solucionarse con un transformador auxiliar como el indicado en el esquema o bien dentro de la lógica de programación del IED.

La potencia de los TC cumple con las exigencias del IED.

7.14.1.3. Protección diferencial de falla a tierra del transformador restringida (87TRG)

El siguiente esquema que se presenta, al igual que el anterior corresponde a una protección del transformador elevador, destinado a despejar fallas a tierra. Utiliza las corrientes de secuencia cero en el tramo comprendido entre el neutro del lado de alta del transformador principal y los interruptores de salida de la unidad. La siguiente figura muestra el esquema simplificado de la conexión del relé.

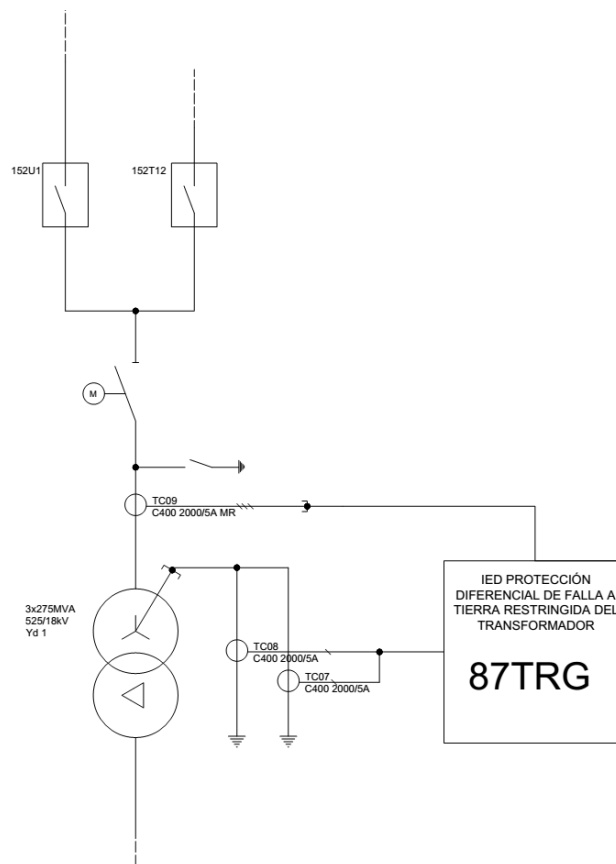


Figura 7.56: Esquema de la protección diferencial falla a tierra

El funcionamiento del 87TRG depende de los TC07, TC08 y TC09, los dos primeros destinados para adquirir valores de la corriente a través del neutro del lado alta tensión del transformador; y el tercero conectado a la salida del mismo.

Las características principales se visualizan en la Tabla 7.39.

Descripción	Características
Cantidad TC07 y TC08 monofásicos	2
Cantidad TC09 monofásicos	3
Tipo o Clase TC07, TC08 y TC09	C400
Relación TC07, TC08 y TC09	2000/5 A
Potencia TC07, TC08 y TC09	100VA

Tabla 7.39: Características de los transformadores para protección

7.14.1.4. Protección diferencial de transformador de Servicios Auxiliares (87TA)

Esta protección posee una función idéntica al utilizado para la protección del transformador principal, la única diferencia está en el conexionado del transformador, en este caso posee una conexión Estrella – Zigzag; este conexionado requiere de una corrección de fase que también puede ser realizada en el IED.

Esta función, al igual que las anteriores, está disponible en cualquiera de los IED sugeridos, o puede ser incorporado de manera independiente si se desea con la adición de módulos o equipos destinados para el propósito. El esquema siguiente representa los elementos utilizados para el funcionamiento del dispositivo de protección.

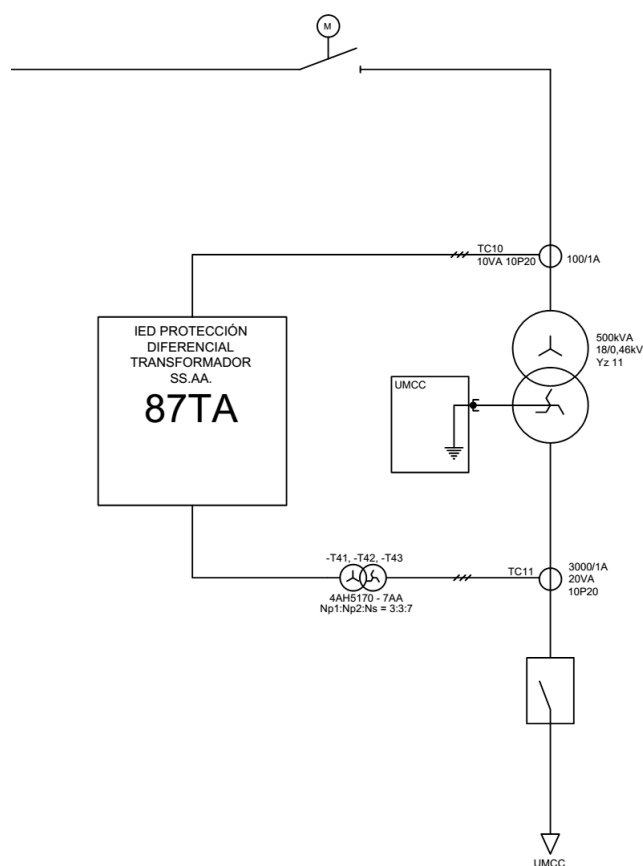


Figura 7.57: Esquema de la protección diferencial de transformador auxiliar

Las características del IED ya fueron definidas anteriormente en otra sección durante su estudio para la selección, mientras que los TC a utilizar para este caso son los TC10 y TC11, cuyas características se presentan en la tabla.

Descripción	Características
Cantidad TC10 monofásicos	3
Cantidad TC11 monofásicos	3
Tipo o Clase TC10	10P20
Relación TC10	100/1 A
Relación TC11	3000/1 A
Potencia TC10	10VA
Potencia TC11	20VA

Tabla 7.40: Características de los transformadores para protección

7.14.1.5. Protección diferencial del vano (87V)

Al igual que las protecciones diferenciales ya definidas, esta basa su funcionamiento en la diferencia porcentual, recibiendo señales de los TC ubicados

en la salida del transformador elevador y la salida de los interruptores de potencia vinculados a la unidad generadora.

Si bien, como se ha visto durante el análisis de las alternativas, los IED en general, de manera predeterminada poseen una cantidad fija de contactos para cada función, ofrecen posibilidades para aumentar con la incorporación de módulos adicionales.

Esta protección, se configura igual como el relé original existente en la central, en el caso de actuar, saca totalmente fuera de servicio la máquina, en apartados posteriores se presentan las diferentes formas de disparos configurables. La figura siguiente ilustra los elementos incluidos en el circuito de protección.

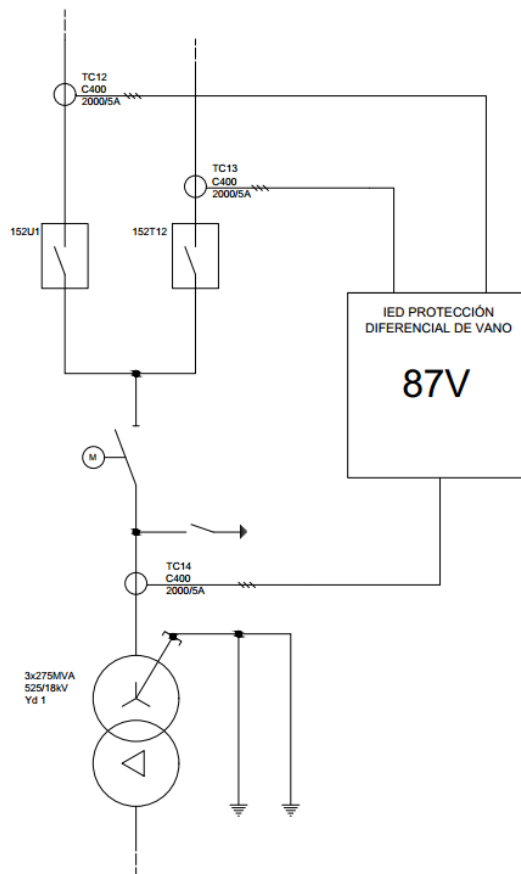


Figura 7.58: Esquema de la protección diferencial de vano

Los TC12, TC13 y TC14 proveen de la señal de corriente de forma analógica que el IED procesa para realizar la función diferencial. Puede apreciarse que los

parámetros principales de los TC son iguales, salvo por la corriente total circulante por los TC ubicados en la salida de los interruptores, y esto es debida a la configuración de Interruptor y medio utilizado en la central.

Las características mencionadas de los TC se presentan en la tabla.

Descripción	Características
Cantidad TC monofásicos (Todos son iguales)	9
Tipo o Clase	C400
Relación	2000/5 A
Potencia TC	100VA

Tabla 7.41: Características de los transformadores para protección

7.14.1.6. Protección falla a tierra en el estator 100% (64SB)

La falla a tierra del estator del generador es una de las protecciones a la que se debe dedicar especial atención, y si bien existen diferentes métodos para cumplir con esta función; no todos los casos ofrecen el 100 % de protección, en este apartado se describe este último y más adelante, en el grupo de los relés para la protección alternada, se describe el que protege solo el 90% del estator. Como se sabe, una de las técnicas utilizadas para la protección del 100 % del estator se realiza a través de la inyección de tensión a baja frecuencia al estator por medio del transformador de distribución utilizado para el aterrizaje.

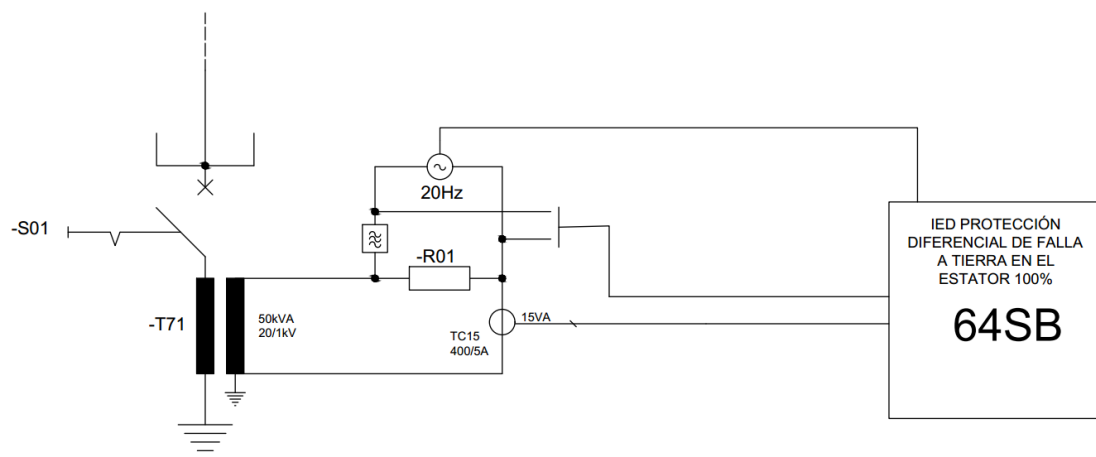


Figura 7.59: Esquema de la protección diferencial de falla a tierra en el estator 100%

Los IED actuales poseen esta función de inyección de tensión a baja frecuencia o bien ofrecen módulos adicionales para la inyección, para luego verificar la corriente resultante por medio del TC15 mostrado en la figura y actuar en caso de encontrarse con valores anormales a las configuradas en el procesador.

Descripción	Características
Cantidad TC15 monofásicos	1
Relación	400/5 A
Potencia TC	15VA

Tabla 7.42: Características de los transformadores para protección

7.14.1.7. Protección de distancia de la Unidad (21)

La presente protección como la existente actualmente es de mínima impedancia, destinado a actuar como respaldo de las protecciones citadas anteriormente. Esta función del IED recibe las señales del TC19 y el TP T51 para su funcionamiento. La figura muestra un esquema del conexionado del IED para dicha función.

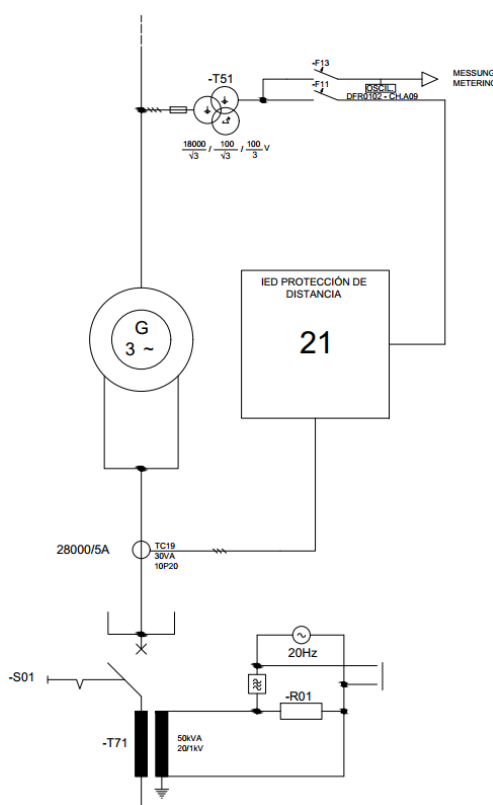


Figura 7.60: Esquema de la protección de distancia

Los elementos complementarios para el correcto funcionamiento de esta función son presentados en la tabla siguiente:

Descripción	Características
Cantidad TC monofásicos	3
Cantidad TP monofásicos	3
Tipo o Clase TC	10P20
Relación TC	28000/5 A
Relación TP	$\frac{18000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$
Potencia TC	30VA

Tabla 7.43: Características de los transformadores para protección

7.14.1.8. Protección Contra Sobre excitación (24)

Esta función actualmente lleva el código de identificación número 95, que según la norma IEEE se asigna a un dispositivo en instalaciones específicas individuales, si ninguna de las funciones asignadas de 1 a 94 son adecuados, pero la misma norma asigna el número 24 para un dispositivo que funciona cuando la relación de voltaje y frecuencia está por encima de un valor predeterminado o por debajo de un valor predeterminado diferente. El relé puede tener cualquier combinación de características instantáneas o con retraso de tiempo [53], y es justamente bajo esos términos que se aplica el relé presentado aquí. En apartados anteriores durante el análisis de las alternativas tecnológicas se ha considerado este aspecto para expresar el cumplimiento del criterio en cuanto a función disponible

La figura muestra una representación esquemática del IED con la función de protección contra sobre excitación. En ella se pueden notar los elementos necesarios para su funcionamiento. La señal es proporcionada por el transformador T51 existente, utilizando la señal de solamente dos transformadores monofásicos conectados a dos fases.



Figura 7.61: Esquema de la protección contra sobreexcitación

Las características del transformador de potencial se detallan a continuación en la tabla.

Descripción	Características
Cantidad TP monofásicos	2
Relación TP	$\frac{18000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ V}$

Tabla 7.44: Características de los transformadores para protección

7.14.1.9. Protección contra Sobre Tensiones (59/59T)

Esta protección será configurada como el original en dos etapas, una de actuación instantánea y otra temporizada con los mismos ajustes anteriores.

Del mismo modo que el relé 24, este recibe la señal del transformador de potencial T51 existente, con la salvedad de que para este caso requiere señal de las tres fases.

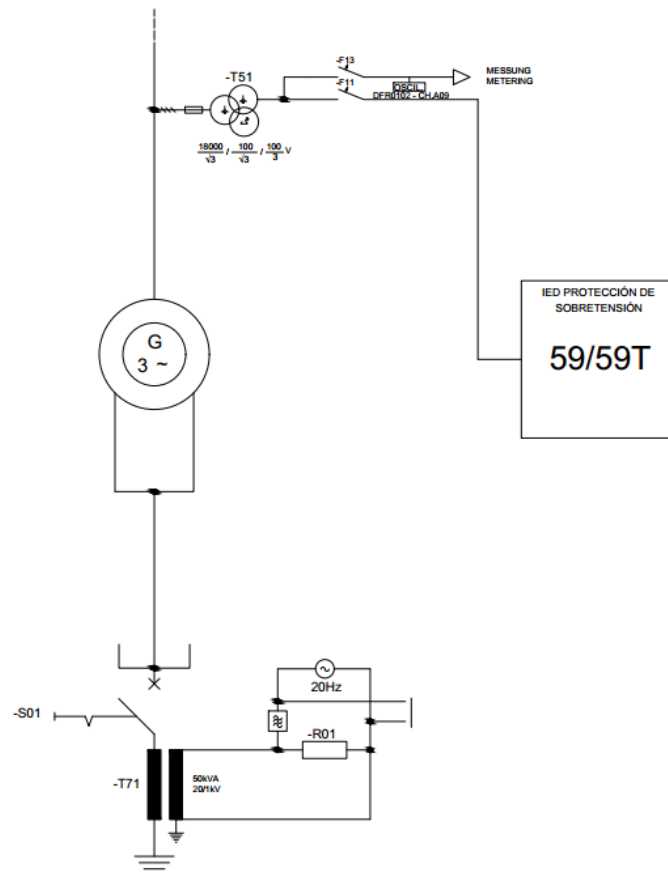


Figura 7.62: Esquema de la protección de sobretensión

La Figura 7.64 muestra una representación esquemática del 59/59T incorporado como una de las funciones disponibles en el IED. Previamente ya se ha verificado la disponibilidad de esta función en los IED sugeridos para la propuesta. La Tabla 7.44 presentada en la sección anterior presenta las características del TP, debido a que corresponde al mismo equipo.

7.14.2. Protección Alternada

En el apartado anterior se ha presentado el conjunto de protecciones utilizados actualmente en la central, y que serán actualizadas durante el retrofit, todas ellas están disponibles en los IED actuales para su aplicación al sistema de protección de las unidades.

En las secciones siguientes se presentan el conjunto de funciones a ser aplicadas a través de los IED para cumplir con la protección alternada de las unidades generadoras. Estas funciones son, en esencia, las mismas utilizadas actualmente

en la central, y el propósito de las presentaciones, es elaborar una presentación esquemática de cada función con los elementos principales, como se ha hecho para la protección primaria.

7.14.2.1. Protección diferencial de la Unidad (87U)

La primera función que se presenta en este apartado corresponde al 87U, está basado en la función diferencial con restricción de armónicos como la descrita para el transformador elevador. Como su nombre lo indica, este protege al conjunto de generador y transformador, es decir, a la unidad completa.

La Figura 7.61 representa los elementos necesarios de esta función, pueden apreciarse los TC involucrados, así como la ubicación en el diagrama unifilar de la unidad.

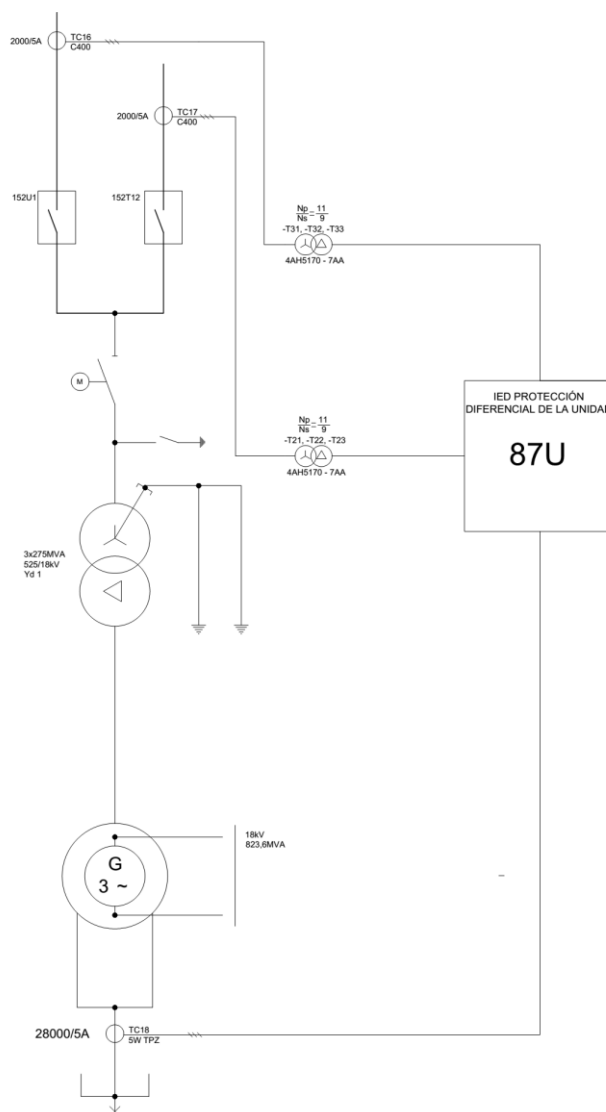


Figura 7.63: Esquema de la protección diferencial de la unidad

Los TC presentados cumplen con las exigencias del IED para su funcionamiento. Las características de los TC se presentan en la tabla siguiente.

Descripción	Características
Cantidad TC16 y TC17 monofásicos	6
Cantidad TC18 monofásicos	3
Tipo o Clase	C400
Tipo o Clase	TPZ
Relación TC16 y TC17	2000/5 A
Relación TC18	28000/5 A
Potencia TC16 y TC17	100W
Potencia TC18	5W

Tabla 7.45: Características de los transformadores para protección

La relación de transformación y el desfasaje serán corregidas en el IED o a través de los transformadores auxiliares existentes.

7.14.2.2. Protección falla a tierra en el estator 90% (64SA)

Anteriormente, en la lista de la protección primaria de la unidad, se ha presentado el 64SB, el cual tenía la función de protección contra fallas en el estator al 100%. En esta ocasión se presenta una función similar pero que protege solamente el 90 % del estator. Esta función no está definida en los IED actuales como tal, sino que es realizada a través de otra función equivalente como el 59N, descrita por la IEEE como un dispositivo de protección contra sobre voltaje, y aplicado sobre la tensión de secuencia cero de la máquina, el cual si está disponible en los IED sugeridos.

La figura de abajo muestra la representación del IED para cumplir esta función. Para dicho fin utiliza la señal del TP T51, y a través de la función del 59N el IED procesa la señal para la protección de la unidad.

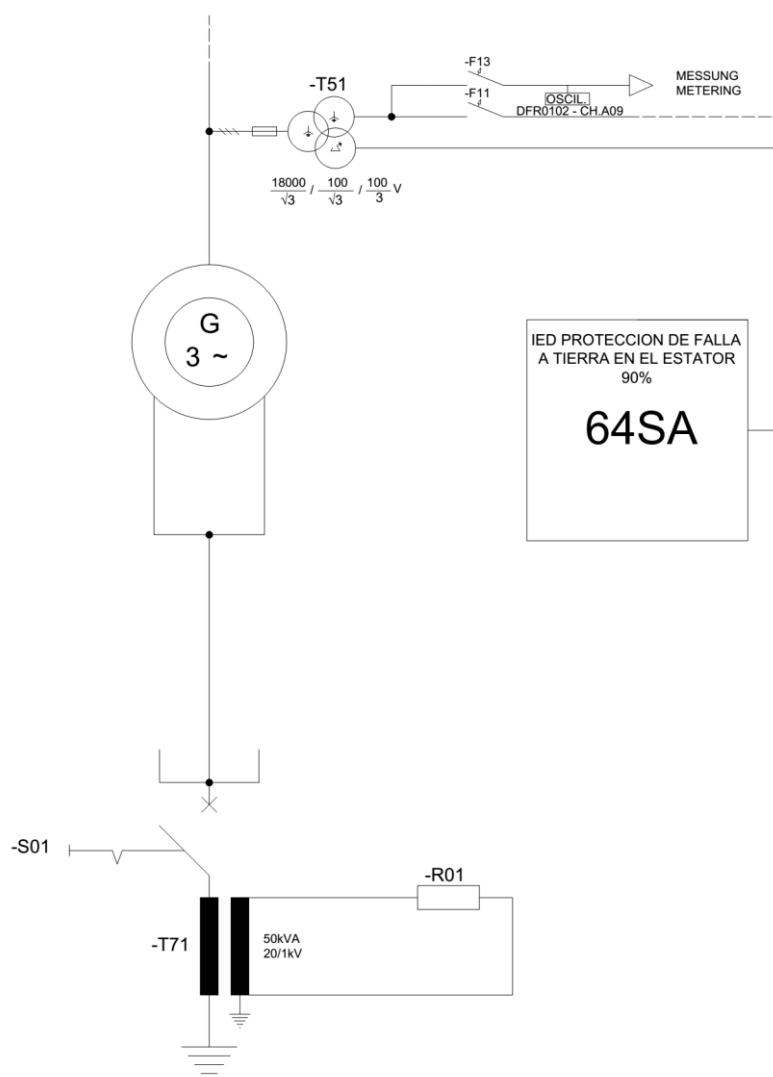


Figura 7.64: Esquema de la protección de falla a tierra del estator 90%

Las características del T51 fueron presentadas en la Tabla 7.44.

7.14.2.3. Protección contra desbalance de carga (46)

Esta función protege contra el desbalance de carga, utilizando las corrientes de secuencia cero productos del desbalance. Actualmente posee varias etapas para la actuación, el IED puede configurarse para cumplir las mismas especificaciones. Los elementos y la representación esquemática del IED para dicha función son visualizados a continuación en la figura.

El elemento identificado como TC19 se encarga de proveer la señal que será procesada por el IED y de acuerdo a su programación determinará las acciones a

tomar, según sea la etapa de la función involucrada. Estas etapas fueron descritas en la sección de protecciones existentes.

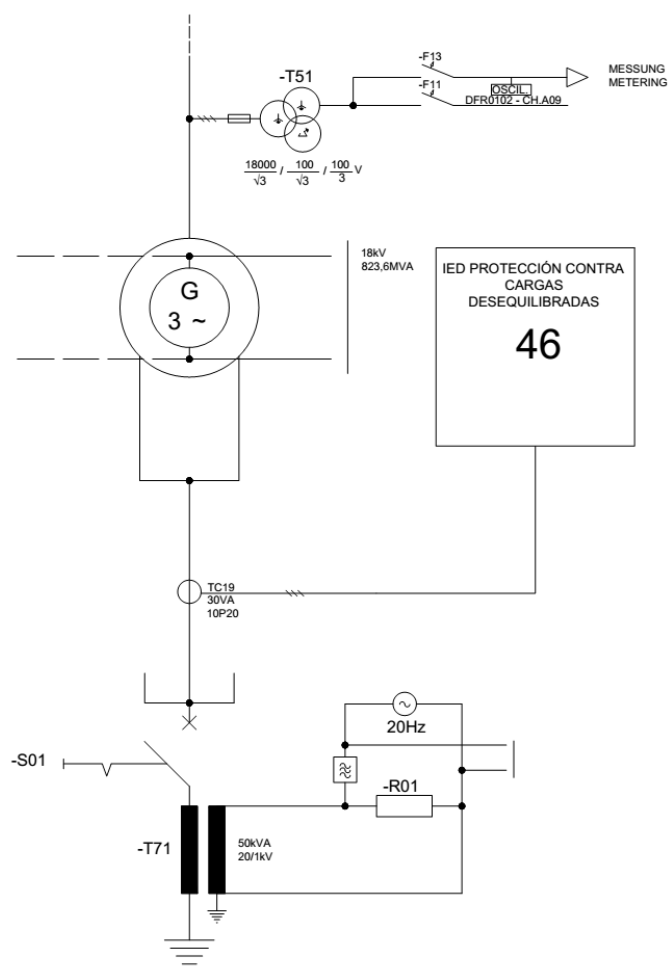


Figura 7.65: Esquema de la protección contra cargas desequilibradas

La característica de los TC utilizados para el funcionamiento de la presente protección es la misma utilizada en otra protección (21), cuyas características se presentan nuevamente en la tabla.

Descripción	Características
Cantidad TC monofásicos	3
Tipo o Clase TC	10P20
Relación TC	28000/5 A
Potencia TC	30VA

Tabla 7.46: Características de los transformadores para protección

7.14.2.4. Protección contra pérdida de excitación (40)

En la sección de protecciones existentes en la CH-ITAIPÚ se menciona el funcionamiento de esta protección. La función que actualmente se realiza con los relés estáticos puede replicarse en el IED utilizando las mismas señales actualmente utilizados.

Como puede apreciarse, representado esquemáticamente en la figura siguiente, esta función se realiza a través de las señales del T51, TC20 y el regulador de tensión, todos unidos al IED que después de procesar las señales y de acuerdo a su programación, puede realizar las mismas funciones actuales.

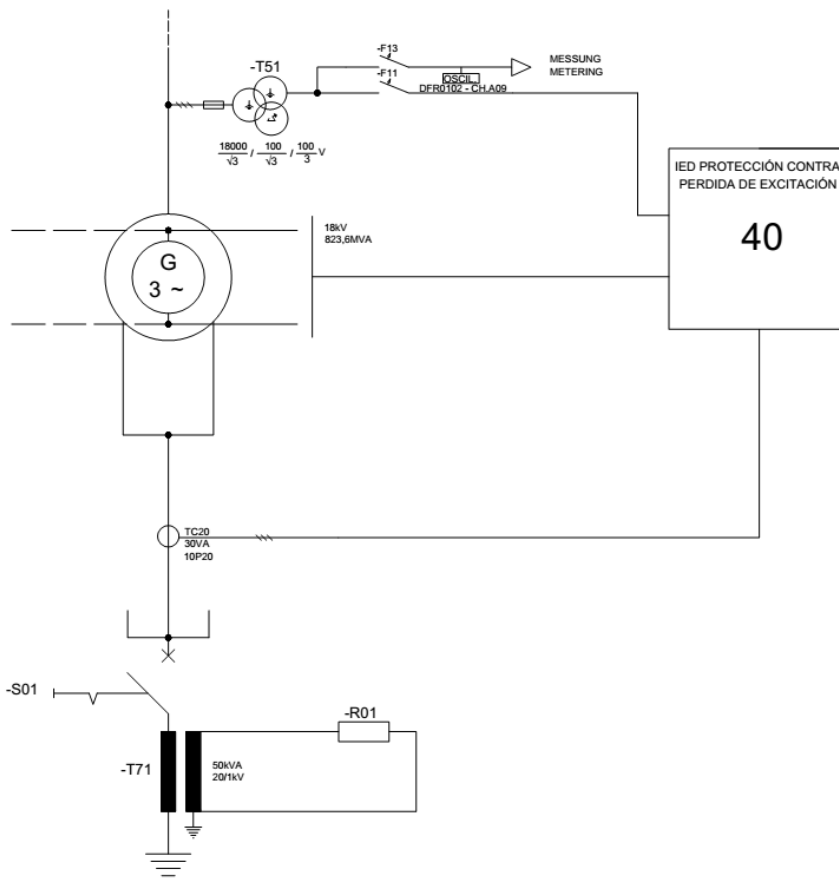


Figura 7.66: Esquema de la protección contra pérdida de excitación

El T51 y el TC utilizado fueron definidos en la Tabla 7.43, son los mismos elementos utilizados para la función 21.

7.14.2.5. Protección contra Sobre Corriente de neutro (51N)

El 51N está destinado para la protección de respaldo del transformador elevador. Está basado en una función de sobre corriente de tiempo inverso y de tiempo definido. Recibe señal de los transformadores de medida representados en la figura como TC21 y TC22. La figura también muestra al IED que procesa estas señales y de acuerdo a su programación define las medidas a tomar. Las características de los TC se pueden visualizar en la Tabla 7.47.

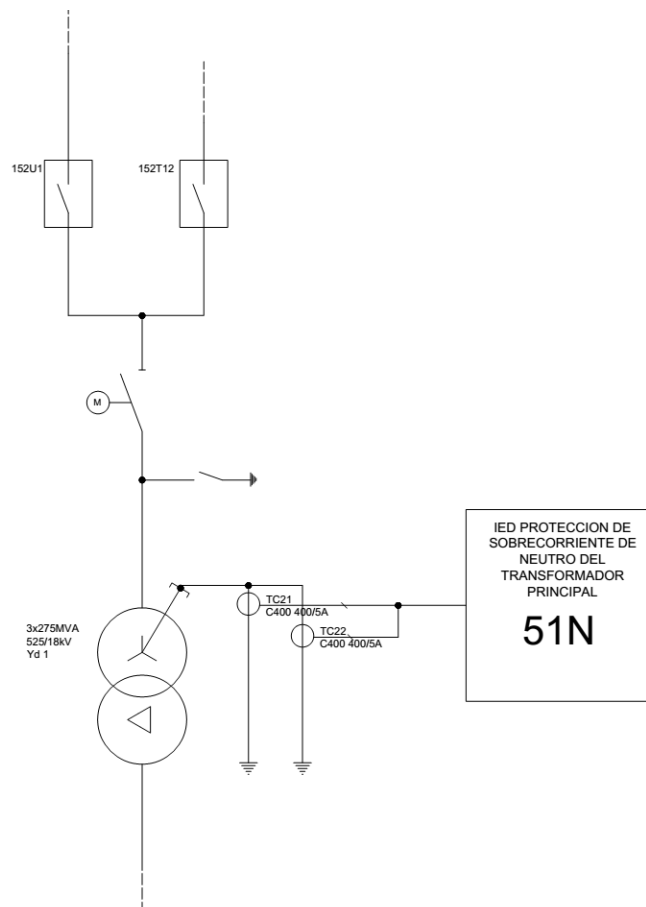


Figura 7.67: Esquema de la protección de sobrecorriente de neutro del transformador principal

Descripción	Características
Cantidad TC21 y TC22 monofásicos	2
Tipo o Clase TC21, TC22	C400
Relación TC21, TC22	400/5 A
Potencia TC21, TC22	100VA

Tabla 7.47: Características de los transformadores para protección

7.14.2.6. Protección de Sobre Corriente del TA (50/51A)

El transformador de servicios auxiliares de cada unidad de la Central Hidroeléctrica ITIPU (CH-ITAIPÚ), es denominado TA, al igual que la protección diferencial definida ya en otra sección como 87TA, posee una función en el IED de protección contra sobre corriente denominado 50/51A.

Esta función recibe señal del TC identificado en el diagrama unifilar como TC23, las características del mismo son presentadas en la Tabla 7.48.

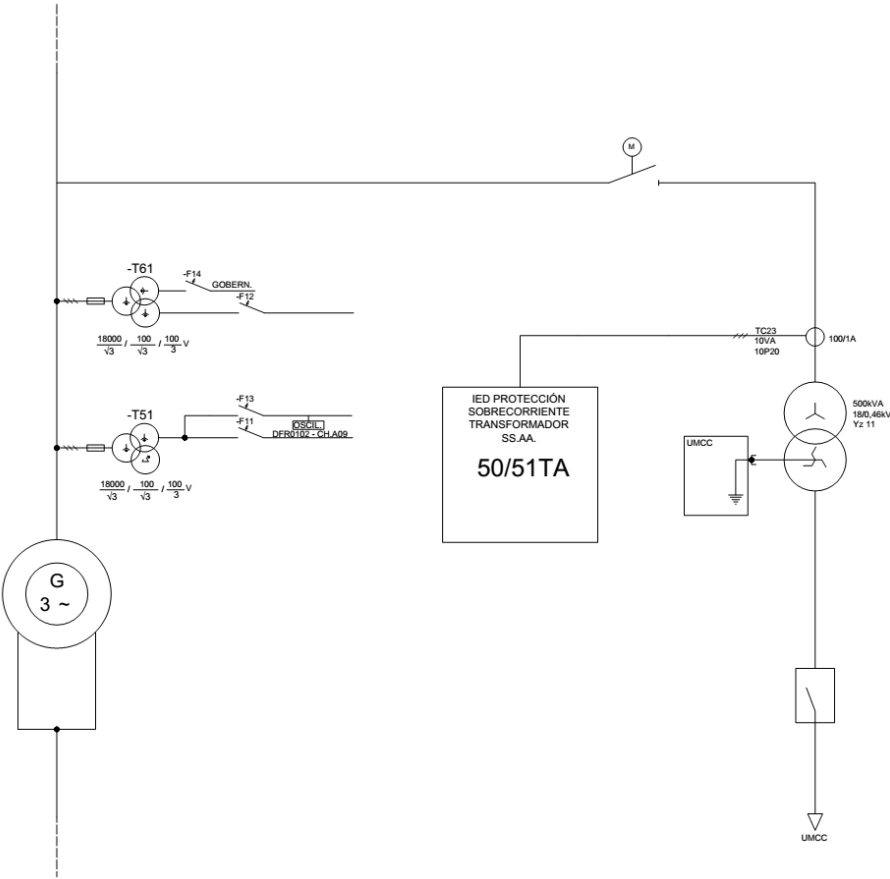


Figura 7.68: Esquema de protección de sobrecorriente del transformador auxiliar

Descripción	Características
Cantidad TC23 monofásicos	3
Tipo o Clase TC23	10P20
Relación TC23	100/1 A
Potencia TC23	10VA

Tabla 7.48: Características de los transformadores para protección

7.14.2.7. Protección de Sobre Corriente de Neutro del TA (51NA)

7.14.2.8. Protección de equilibrio de tensiones (60)

La función 60 opera cuando existe una diferencia de tensión entre dos circuitos. Es utilizado para protección contra fallas en los TP T51 y T61 y por ende, estos mismos son los que proveen de la señal al IED. Las características de los TP se pueden visualizar en la figura.

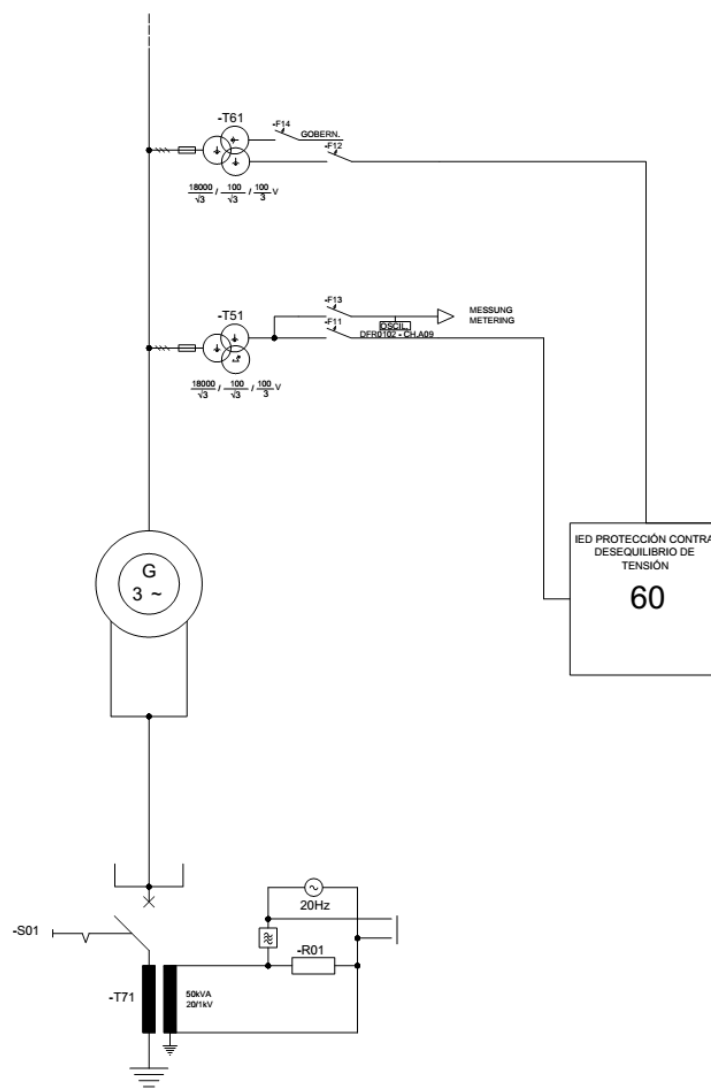


Figura 7.70: Esquema de protección contra desequilibrio de tensión

7.14.2.9. Protección contra falla del interruptor (50BF)

La última función de la protección alternada es el 50BF, esta protección actúa en caso de falla en los interruptores de potencia instalados en la salida de cada unidad.

En la figura siguiente se presenta los elementos para esta función. Se pueden apreciar dos circuitos, pues deben configurarse para los dos interruptores involucrados. Los TC instalados actualmente después de los interruptores, se encargan de transmitir los valores al IED, en caso de una falla en la unidad, o en algún punto del circuito, y alguno de los interruptores no despeja la falla correctamente, operara esta función parando totalmente la máquina.

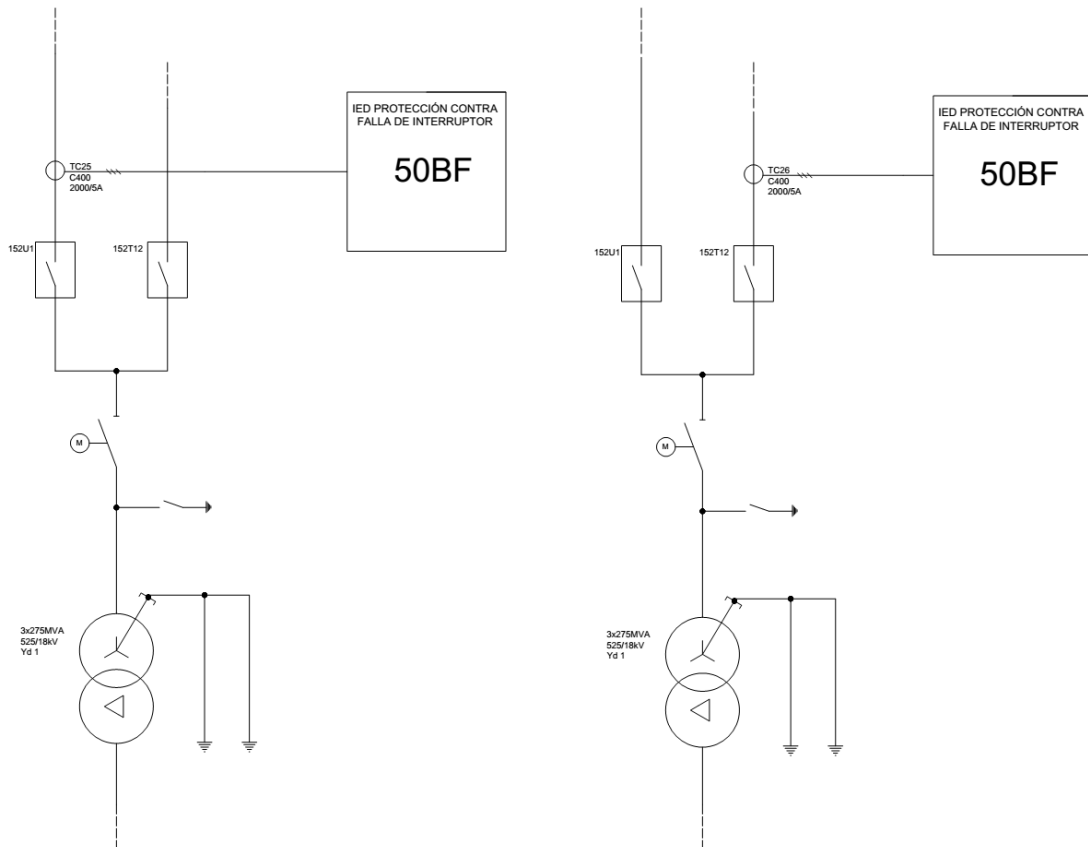


Figura 7.71: Esquema de protección 50BF

Los TC25 y TC26 en la figura son los mismos utilizados para la función 87V, que se vuelven a presentar en la tabla.

Descripción	Características
Cantidad TC monofásicos (Todos son iguales)	6
Tipo o Clase	C400
Relación	2000/5 A
Potencia TC	100VA

Tabla 7.50: Características de los transformadores para protección

De esta manera se han presentado todas las funciones del sistema de protección de la unidad, cada una de ellas con una representación esquemática de los elementos y su vinculación con el IED.

7.14.3. Esquema general de la propuesta

Con el objetivo de presentar con mayor claridad la propuesta de retrofit del sistema de protección de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ, a continuación, se ilustra una vista de todas las funciones descritas en apartados anteriores. Se entiende que, por tratarse de una representación unifilar, en todos los circuitos presentados deben considerarse las fases restantes si hay, a la hora de incluir los elementos, por tal motivo, la numeración de identificación asignados a los TC es meramente referencial, dentro del diagrama unifilar.

Otro aspecto a tener en cuenta es que serán utilizados dos unidades de IED por cada generador para la propuesta de retrofit. Esto es para mejor aprovechamiento de la capacidad del IED, utilizar cada uno de ellos configurado con la totalidad de las funciones, cada unidad incluirá las protecciones tanto primaria como la alternada, duplicándose de esta forma el sistema de protección.

El dispositivo seleccionado incluye las protecciones tanto para el transformador elevador y el transformador auxiliar, además del generador.

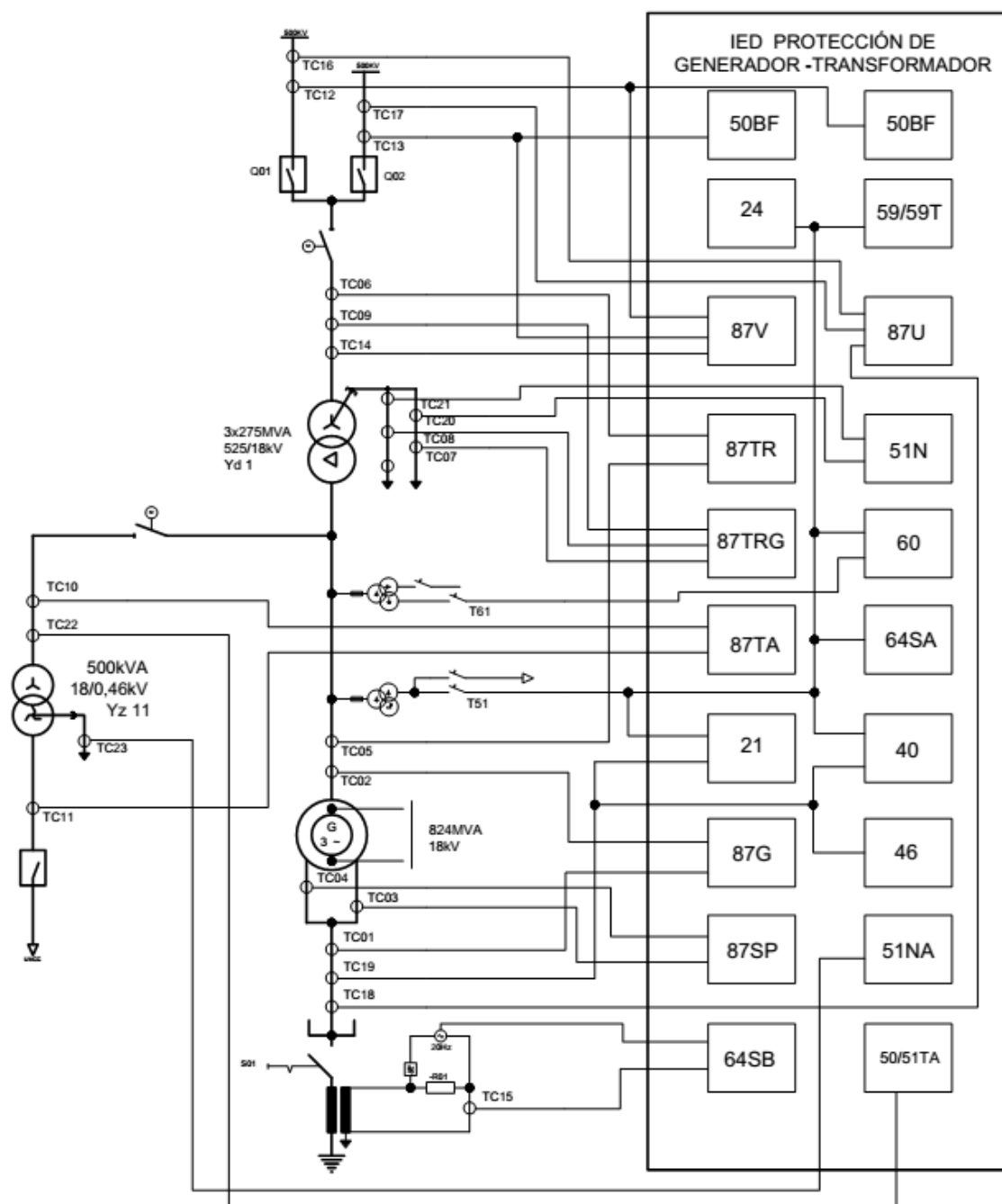


Figura 7.72: Esquema general de la propuesta

La Figura 7.75 presenta la asociación de los diferentes transformadores de instrumentos necesarios para el éxito del proyecto y el grupo de protección al que pertenece. Cada grupo de protección, ya sea primaria o alternada posee las mismas funciones existentes actualmente, en este sentido no se modifica nada del funcionamiento actual, solamente se busca mayor precisión y mayor confiabilidad, al adoptar tecnología con mayor respaldo técnico. Se recuerda que se propone la

utilización de los mismos transformadores de corriente y de potencial existentes en la actualidad, la propuesta abarca solamente la sustitución de los relés estáticos que serán reemplazados por relés multifuncionales sugeridos utilizando el método ya explicado.

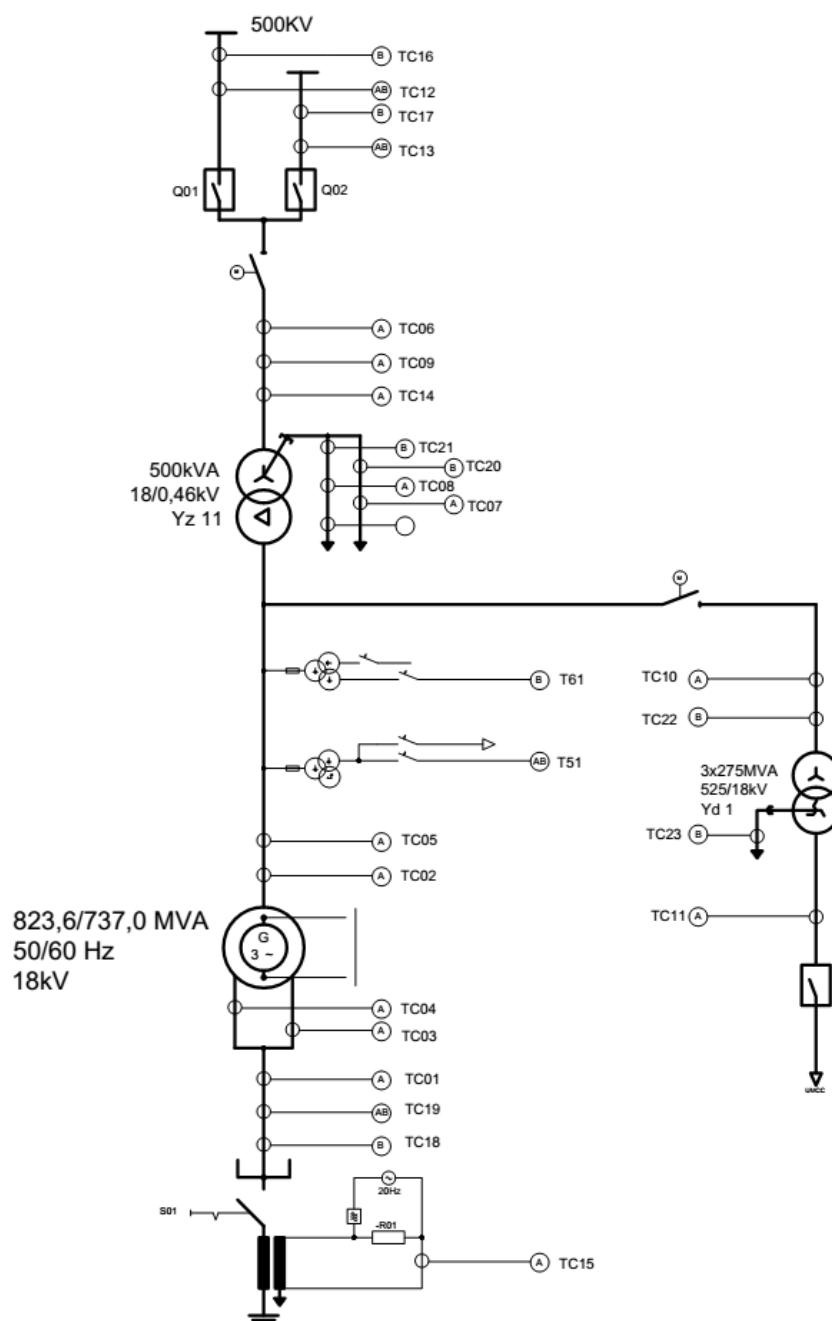


Figura 7.73: Elaboración propia según [46]

Las diferentes funciones estarán vinculadas de acuerdo a una nueva matriz de disparo, a continuación, se presentan primeramente en la Figura 7.74, la matriz de disparo de la protección primaria y en la Figura 7.75 la matriz de la protección alternada. Como podrá notarse, poseen las mismas funciones de bloqueo existentes actualmente.

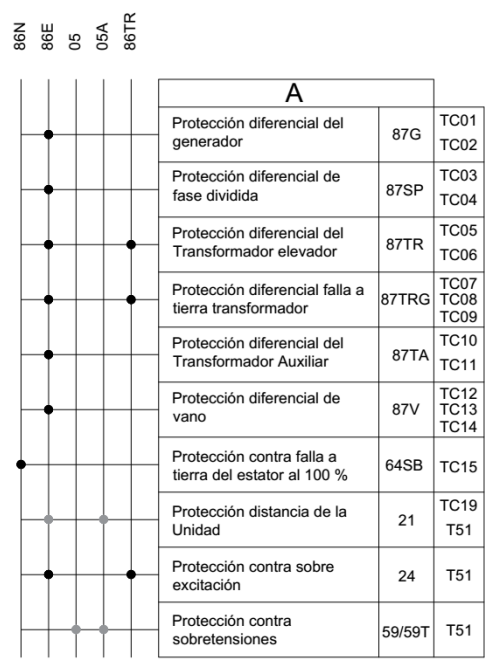


Figura 7.74: Matriz de protección primaria

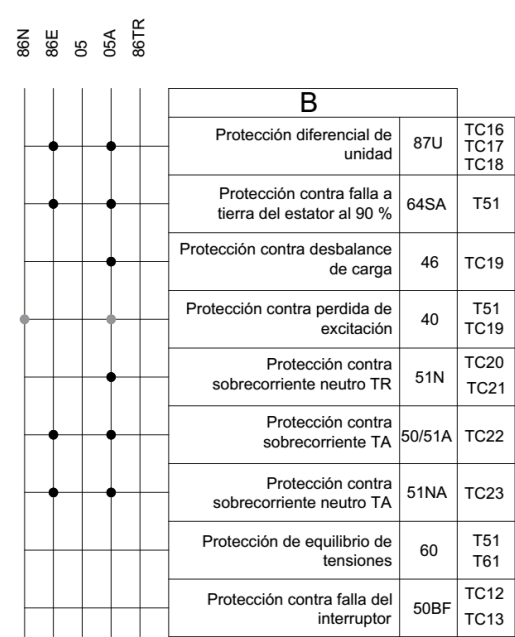


Figura 7.75: Matriz de protección alternada

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El análisis de las diferentes variables para una buena propuesta de retrofit se ha realizado considerando la complejidad de la instalación; por esta razón no se han profundizado cuestiones como la configuración local de los IED o los circuitos auxiliares del sistema de protección, por considerarse cuestiones complejas y particulares de cada IED, por ende, dependerán de la alternativa seleccionada finalmente de entre las sugeridas en este trabajo.

Con respecto a las 6 alternativas tecnológicas evaluadas, se ha determinado que cualquiera de las alternativas A, B o D, son igualmente factibles y puede adoptarse para la propuesta de retrofit de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ, ya que han presentado valoraciones muy similares entre sí, a la luz de los criterios definidos para tal fin.

El proyecto ha considerado un generador como referencia y presenta una propuesta para un retrofit por etapas para la unidad. La propuesta puede replicarse a las demás unidades generadoras, y al cabo de un tiempo irán actualizándose la totalidad de las máquinas.

En cuanto al método de retrofit se han presentado dos posibilidades, de los cuales luego de un minucioso análisis, se ha decidido proponer el retrofit con el método de instalar los dispositivos nuevos para que trabajen en conjunto con los existentes y luego una vez concluido los trabajos desinstalar definitivamente los antiguos, con lo cual se llegará al reemplazo definitivo de los dispositivos existentes.

El nivel de desarrollo de la propuesta ha llegado hasta la representación esquemática de los circuitos de protección para cada función, así como la vista general de todas ellas, separado según sea la protección primaria o alternada.

VI. CONCLUSIONES

Al finalizar del presente proyecto, se han revisado y analizado los detalles del sistema de protección de una de las unidades generadoras de la CH-ITAIPÚ, posibilitando una propuesta de retrofit para el mismo con éxito.

Se estudiaron las normas vigentes de los sistemas de protección y se han analizado diferentes alternativas tecnológicas de protección de unidades generadoras, de los cuales se han seleccionado tres para su implementación en el desarrollo de la propuesta de retrofit. Para el análisis y la selección precisa se han definido diferentes criterios relacionados sobre todo a las funciones de protección que ofrecen dichos equipos.

La implementación de la propuesta resolverá los inconvenientes principales de la actuación incorrecta de las protecciones y el soporte técnico. Dado que los dispositivos de protección actuales están basados en microprocesadores con alta capacidad que incluyen todas las funciones de protección y mejoramiento de la comunicación tanto para la interfaz como entre los propios dispositivos. De esta forma se mejorarán sustancialmente la confiabilidad y la cantidad de funciones disponibles para el control y monitoreo constante del conjunto generador-transformador elevador; además, cuentan con soporte técnico especializado continuo. No obstante, a diferencia del plan de modernización a largo plazo proyectado por la central hidroeléctrica, esta propuesta corresponde a una modernización parcial solamente, enfocado al sistema de protecciones de las unidades generadoras, como alternativa de solución de cara a la modernización de todos sus elementos.

Dada la complejidad del proyecto, se ha llegado hasta la representación esquemática de la propuesta, resultando suficiente para realizar una evaluación económica del proyecto, que demostró ser viable para un horizonte de tiempo de 10 años.

VII. RECOMENDACIONES

Se recomienda la selección y diseño a partir de una de las alternativas tecnológicas sugeridas por las ventajas mencionadas. Durante dicho diseño podrán definirse con mayor precisión las cantidades exactas de accesorios complementarios necesarios para el montaje de los elementos de protección de la propuesta.

La configuración y parametrización de los IED normalmente es realizada por el fabricante, lo que quedará definida una vez que se realice la selección de uno en específico. De todos modos, se recomienda la especialización de recursos humanos en esta área para resolver los problemas que puedan surgir de forma espontánea.

Del mismo modo, para un mejor aprovechamiento de las funcionalidades que ofrecen los dispositivos de protección seleccionados, se recomienda la implementación de un nuevo sistema SCADA con comunicación basado en la norma IEC61850.

Para la realización del retrofit se recomienda seguir una secuencia lógica desarrollada en diferentes etapas como la verificación de toda la instalación para la obtención de información, seguido del levantamiento, consistente en la visita al lugar donde se realizarán los trabajos de actualización, para lo cual se toman fotografías, verificación y confirmación de los planos y otros detalles de importancia como el tipo de montaje, las dimensiones disponibles. La siguiente etapa corresponde a la Ingeniería, representa la planificación de los trabajos a realizar. La etapa pre-trabajos corresponde en la coordinación, comunicación de la información a los demás miembros involucrados, para desencadenar en la desvinculación, desmontaje y montaje de los nuevos equipos, sus cableados y vinculación, para finalmente en la última etapa realizar las pruebas reales y la puesta en servicio.

Finalmente, se recomienda considerar las especificaciones técnicas de una de las alternativas tecnológicas sugeridas para su implementación para su correcto funcionamiento y durabilidad o confiabilidad.

VIII. APÉNDICE

APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO

APÉNDICE A.1: DETALLES DE CALCULOS DE COSTOS POR ACTUACIÓN INCORRECTA Y COSTOS POR FABRICACION Y REPARACIÓN DE COMPONENTES

Tomando como base los eventos ocurridos en el año 2016 registrados en [41], que totalizaron 11 en el año, de entre los cuales 4 fueron por actuación incorrecta, por falla de los componentes o accidentales por falla humana, recordando que la propuesta busca mejorar la confiabilidad del sistema de protección y reducir las fallas humanas al ofrecer mayor cantidad de recursos para el control.

El índice de severidad (IS) expresados en minutos es un sistema utilizado en la central para calcular la gravedad de un evento de falla en la generación, la ecuación relaciona el (IS) con la Energía no generada durante un evento y la capacidad máxima de generación de la central.

$$IS = \frac{60 * \text{Energía no generada [MWh]} [min]}{\text{Capacidad total de la Central [MW]}} \quad (8.1)$$

A partir de la ecuación **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede calcular la energía no generada:

$$\text{Energía no generada [MWh]} = \frac{IS * \text{Capacidad total de la Central [MW]}}{60 [min]} \quad (8.2)$$

En la ecuación anterior, teniendo los datos de:

- Índice de Severidad (IS): 17,14 min (tiempo total provocado por eventos relacionados con fallas en las protecciones del año 2016)
- Capacidad total de la central: 14.000 MW

Se obtiene la energía total no generada:

$$\text{Energía no generada [MWh]} = \frac{17,14 [min] * 14.000 [MW]}{60 [min]}$$

$$\text{Energía no generada [MWh]} = 3999 \text{ MWh}$$

Considerando el costo de la energía de 34 dólares el MWh [42], se obtiene un beneficio de 135.977 USD. Por otro lado, también se ahorrarán aproximadamente 126.000 USD en costos de fabricación de componentes y mano de obra durante la reparación de anomalías del sistema antiguo.

Descripción	Min	Energ. No generada	Total USD
Costo por actuación incorrecta de protección	14,92	3481	118.365 USD
Costo por actuaciones accidentales	2,22	518	17.612 USD
Total costo por actuación incorrecta			135.977 USD

Tabla 8.1: Costos por actuación incorrecta

Descripción	Costo por unid. Anual	Costo total anual
Costo por fabricación de componentes de relés estáticos del sistema de protección	4.000 USD	72.000 USD
Costo por mano de obra durante reparación de sistema de protección	3.000 USD	54.000 USD
Total costo por reparación del sistema		126.000 USD

Tabla 8.2: Costos por fabricación y reparación de componentes

APÉNDICE A.2: DETALLES DE COSTOS MATERIAL Y MANO DE OBRA

En esta sección se presentan los costos de material y mano de obra detallados por actividad y unidad generadora.

Descripción	Cantidad p/u	Cantidad total	Costo p/u USD	Costo total IUSD
IED Multifunción	2	36	9.000	324.000
Accesorios para montaje, terminales, relés auxiliares, conductores y otros	1	18	2.500	45.000
Total, costo de Materiales				369.000

Tabla 8.3: Costo de materiales de la propuesta de retrofit

Descripción	Cantidad p/u	Cant. total	Costo p/u USD	Costo total USD
Instalación y configuración de IED multifunción	1	18	30.400	547.200

Tabla 8.4: Costo total de mano de obra de la propuesta

Detalle	Horas p/u	USD por h	USD Persona	USD Unidad	USD Total
Verificación de toda la instalación	140	10 USD	1.400 USD	5.600 USD	100.800 USD
Levantamiento de datos	80	10 USD	800 USD	3.200 USD	57.600 USD
Ingeniería	220	10 USD	2.200 USD	8.800 USD	158.400 USD
Pre-trabajos	120	10 USD	1.200 USD	4.800 USD	86.400 USD
Vinculación nuevo sistema y desvinculación viejo sistema	120	10 USD	1.200 USD	4.800 USD	86.400 USD
Pruebas reales y la puesta en servicio	80	10 USD	800 USD	3.200 USD	57.600 USD
Totales	760	60 USD	7.600 USD	30.400 USD	547.200 USD

Tabla 8.5: Costos detallado de mano de obra

Descripción	Costo
Costo por unidad por persona	7.600 USD
Cantidad de personas por equipo	4
Total	30.400 USD

Tabla 8.6: Costos unitario de mano de obra por equipo por unidad generadora

APÉNDICE B.1: CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Figura 9.1: Cronograma de mantenimiento preventivo

APÉNDICE B.2: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DIFERENCIALES DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
29/86	87TRG(86E,86TR)	U04	15.4.86 23h58min	Accidental durante conexión de instrumentos p/ ensayo de corto en FURNAS	Reducción de 650 MW
66/86	87TRG.87V	U14	21h52min	-	700 MW
3/87	87TRG.87V (86E,86TR,86SF) 21-50V	U14	13.1.87 13h48min	Descarga disruptiva en aislador pasante de pararrayos A44T4 de fase B	No hubo
5/87	87TRG.87V (86E,86TR,86SF) 21-50V	U14	18.1.87 21h15min	Corto circuito en la fase B de pararrayos A44T4	-
25/87	87TRG(86E)	U03	8.5.87 12h37	Incorrecta del 87TRG	-
26/87	87TRG,21-50V (86TR,86SF,86E)	U05	7.5.87 12h12min	Descarga disruptiva en la fase R del disyuntor 05 U05	
31/87	87V(86TR)	TA01	5.6.87 21h22min	Indebida de 87V	-
50/87	87TRG,87V,21-50V (86E,86TR,86SF)	U06	17.7.87 16h39min	Flash over del módulo 4, fase S sec. 75U06	
53/87	87TRG,87V,21-50V (86E,86TR(K200) 86SF(K300))	U06	30.7.87 6h57min	Flash over del módulo 3, comp. A19, fase S, de la SE IPU 60 Hz	No hubo
68/87	87TR,87U,87TR,51N (86E,46,21-50V)	U01	18.10.87 10h47min	Cortocircuito interno en el transformador elevador	Reducción 339 MW
69/87	87TR,87SF6,87TRG	U01	26.10.87 16h14min	Indebida da 87TRG	725 MW
71/87	87TRG.87V	U07	31.10.87 18h6min	Corto en la fase S del pararrayo	No hubo
72/87	87V,87TRG(86SF)	U08	2.11.87 15h18min	Descarga disruptiva 85U08	-
75/87	87V(86E,86SF)	U06	9.11.87 16h33min	Descarga disruptiva 85U06	No hubo
77/87	87V(86E,86SF)	U08	19.11.87 5h37min	Descarga disruptiva 85U08	No hubo
86/87	87V(86E,86SF)	U07	18.12.87 23h7min	Cortocircuito SE IPU 60 Hz	145 MW
4/88	87V (86E) - Diversas de las LT	U05	27.2.88 12h50min	Descarga disruptiva	No hubo
6/88	87V.87TRG (86E,86N,86TR,86SF 86BF 05U06.45U78 e A25)	U07	2.3.88 14h37min	Cortocircuito monofásico en barraje de la SE IPU 50 Hz	No hubo

12/88	87G (86E)	U05	24.4.88 8h34min	Accidental durante lectura de corriente de los circuitos da protección de la U05	No hubo
15/88	87G (86E)	U04	2.5.88 9h34min	Accidental durante lectura de corriente en los circuitos da protección de la U04	No hubo
16/88	87TA (86E) (posterior 64SA)	U01	17.5.88 13h25min	Rotura de la bobina de alta tensión fase T TAU 01	No hubo
16/88	87TA (86E) 86BF05U01e 45U12	U01	19.5.88 20h38min	Actuación accidental de las protecciones contra falla en disyuntores	No hubo
17/88	87TA (86E) 86BF05U02e 45U12	U02	19.5.88 20h38min	Actuación accidental de las protecciones contra falla en disyuntores	No hubo
43/88	87V 87TRG, 50BF (86E, 86TR, 86SF)	U01 y U02	11.12.88 10h35min	Cortocircuito monofásico fase R 4SU12	
7/89	87V (86N,86E) SOBF 05U07 (86SF)	U07	2.3.89 8h1min	Falla monofásica en compartimiento A23-4 6S	Reducción 1500 MW p/ Furnas
17/89	87V.87TRG, 21-50 V (86E,86TR,86SF)	U13 y U15	12.4.89 8h11min	Abertura del tronco de 765 kV. Diferenciales actuaron por corto en los pararrayos A34-TI(barra A3), A35-T1(B3), A47(B4) e A44-T4(U14)	Reducción 2050 MW p/Furnas
23/89	87V (86SF)	U10	7.7.89 16h50min	Cortocircuito monofásico en la vano U10	-
25/89	87V.67NI (86SF)	U10	17.7.89 17h14min	Correcta por cortocircuito monofásico en la fase B. 67NI indebida.	No hubo
30/89	87V, 87TRG,87 21-50 V (86E,86TR,86SF)	U14, U11	11.11.89 22h24min	Descarga disruptiva en el buchín de alta del transformador.	Reducción 420 MW
31/89	87V.87TRG, (86E,86TR,86SF)	U14	15.11.89 19h58min	Cortocircuito monofásico en la fase A de la SE IPU 60 Hz.	Reducción 420 MW

32/89	87TRG (86E,86TR,86SF)	U01	20.11.89 8h27min	Incorrecta do 87TRG	Reducción 420 MW
28/90	87U.87TR 63TR,63PR (86TR,86E)	U11	26.4.90 13h24	Falla en la fase de terminal de baja del TAU (actuación correcta)	U11 estaba en vacío
33/90	87U (86N)	U13	23.5.90 0h37min	No identificada	Red. 100 MW
38/90	87V.87TRG, 21-50 V	U16	12.7.90 10h39min	Descarga disruptiva en la fase A de seccionador 36U67.	
44/90	87G (86E)	U09	29.8.90 17h17min	Accidental por falla humana	No hubo
6/90	87TRG, 86TR (86E, 86SF)	U01	19.1.90 10h59min	Accidental. Causa aparente corriente transitoria dos TC de la SE IPU 60 Hz y de neutro	No hubo
62/90	87U.87TRG 21-50V (86E,86SF)	U07	11.11.90 11h30min	Descarga disruptiva	No hubo
68/90	87U(86E)	U03	11.12.90 16h38min	Apertura del circuito de comando en los puntos 5 e 30 da regla X014 del ULP	No hubo
10/91	87V (86SF)	U06	1.2.91 6h13min	Correcta por flash- over en la fase R del 85U06	
17/91	87TA(86E)	U01	1.3.91 14h59min	Correcta por defecto en la fase S deTAU1	No hubo
43/91	87U(86E)	U07	30.8.91 11h9min	Accidental por mal contacto en el cubículo de la fase T del transformador	No hubo
44/92	87G,87SP,87U 86N.86E 21-50 V T 87 s 16ms	U6	21.7.92 11h02min	Correcta por cortocircuito trifásico en el estator de la unidad 6	Reducción de 5300 a 4600 MW
26/92	87V (86E.86SF)	U13	24.4.92 21h20min	Descarga disruptiva en la SE IPU 60 Hz (seccionadora 56U23)	Interc., no varió
52/92	87V (86E.86SF)	U14	17.9.92 16h25min	Descarga disruptiva en la SE IPU 60 Hz (compartimiento A44.3	

				y A44.4)	
31/93 (69/87)	87TRG (86TR, 86E)	U01	14.4.93 18h7min	-	
6/94	87V (86E)	U07	19.1.94 23h1min	Accidental por aterramiento en el circuito del TC	No hubo
16/94	87V,87TRG,87V 86E,86SF	U05 y U06	25.5.94 11h	Correcta por descarga disruptiva fase T disj. 45U56 SE IPU 60 Hz	Reducción de 600 MW
29/94	87TA	U14	18.8.94 9h37min	Correcta por cc en terminal de alta del TAU	No hubo
46/94	87U, 87V (86E) 50BF(86BF)	U01 y U02	19.12.94 15h35min	Correcta por descarga disruptiva en el disyuntor 45U12 SE IPU 60 Hz	Reducción de 300 MW
2/96	87V.87U (86E.86SF)	U12 y U13	14.1.96 16h4min	Correcta por falla en la segunda cámara del disyuntor 46U23	No hubo
31/96	87TRG (86TR,86E)	U01	15.12.96 5h29min	Accidental por discontinuidad en el circuito de corriente del 87TRG	No hubo
37/97	87U.87V (86SF.86E)	U13	10.11.97 22h5min	Correcta por falla monofásica en 46U23	
5/01	87U, 87V (86SF 86E)		22.1.01 19h08	Flashover 45U12 fase T	
27/02	87U, 87V	U01	11.11.12 18h7min	Falla buchín TU fase R	
24/04	87V,87U	U09	5.11.4 22h27min	Flashover 75U9A	
12/06	87V,87U	U05	28.4.6 5h37min	Cortocircuito en la fase R del seccionador 95U0ST por accionamiento accidental	2670 MWh
13/06		U10	3.6.6 16h40min	Corto-circuito en la fase B del transformador elevador	
26/07	87V e 87U	U10, U11	2.10.7 12h52min	Descarga disruptiva fase C 46U01	
8/13	86TR	U10	8.4.2013 6h55min	Incorrecta del 86TR frente al desligamiento da LT 525 kV CVO-FI. Sospecha de	3.081 MWh

				baja tensión no 440Vca	
--	--	--	--	---------------------------	--

Tabla 9.1: Histórico de actuaciones de relés diferenciales del conjunto transformador elevador

APÉNDICE B.3: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DE FALLA A TIERRA DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
16/88	87TA/86E 64SA	U01	17.5.88 13h25min	Rotura de la bobina de alta tensión TAU 01 fT	No hubo
46/90	64SA	U02	18.9.90 6h8min	Falla fase R elo estator de la U02	No hubo
30/93	64SA e SB	U01	31.7.93 20h58min	Falla en la aislacion del TAU-01, fase R	
28/95	64SA	U06	4.9.95 12h46min	Correcta por falla monofásica en el estator	
49/01	64SA	U17	31.12.01 9h51min	Explosión del TC de la fase A elo lado de alta del TEP	
3/08	64SB	U09A	18.1.2008 6h23min	Accidental	10,4 MWh
7/10	64SA	U13	23.2.2010 4h8min	Correcta / Incendio en el TAU	46 MWh
22/07	64SB 39h	U18A	28.9.7 10h42min		

Tabla 9.2: Histórico de actuaciones de relés de falla a tierra del conjunto transformador elevador

APÉNDICE B.4: HISTÓRICO DE ACTUACIONES DE RELÉS DE MÍNIMA IMPEDANCIA DEL CONJUNTO TRANSFORMADOR ELEVADOR

RAP	Protección	Unidad	Data	Razón/Actuación	Severidad
3/87	87TRG.87V (86E,86TR,86SF) 21-50 V	U14	13.1.87 13h48min	Descarga disruptiva en el aislador pasante del para rayos A44T4 de la fase B	No hubo
5/87	87TRG.87V (86E,86TR,86SF) 21-50 V	U14	18.1.87 21h15min	Corto circuito en la fase B del para rayos A44T4	-
26/87	87TRG,21-50V (86TR,86SF,86E)	U05	7.5.87 12h12min	Descarga disruptiva na fase R del interruptor 05U05	

50/87	87TRG,87V,21-50V (86E,86TR,86SF)	U06	17.7.87 16h39min	Flash over del modulo 4, fase S sec. 75U06	
53/87	87TRG,87V,21-50V (86E,86TR(K200) 86SF(K300))	U06	30.7.87 6h57min	Flash over do modulo 3, comp. A19, fase S, da SE IPU 60 Hz	No hubo
68/87	87TR,87U,87TR,51N (86E,46,21-50V)	U01	18.10.87 10h47min	Corto circuito interno en el transformador elevador	Reducción 339 MW
17/89	87V,87TRG, 21-50 V (86E,86TR,86SF)	U13 e U15	12.4.89 8h11min	Abertura del tronco de 765 kV. Diferencial actuó por corto em los para rayos A34- TI(barra A3), A35- T1(B3), A47(B4) e A44- T4(U14)	Redujo 2050 MW p/Furnas
30/89	87V,87TRG,87? 21-50 V (86E,86TR,86SF)	U14, UH	11.11.89 22h24min	Descarga disruptiva en la bucha de alta del transformador.	Reduf3o de 420 MW
38/90	87V,87TRG, 21-50 V (86E,86TR,86SF)	U16	12.7.90 10h39min	Descarga disruptiva na fase A da seccionadora 36U67.	
62/90	87U,87TRG 21-50 V (86E.86SF)	U07	11.11.90 11h30min	Descarga disruptiva	No hubo
44/92	87G,87SP,87U 86N.86E 21-50 V T - 16ms	U6	21.7.92 11h02min	Correcta por corto circuito trifásico en el estator de la unidade 6	Reduf3o de 5300 para 4600 MW
5/01	21		22.1.01 19h08	Flashover 45U12 fase T	
3/04	21	U14	16.1.04 8h44min		
16/06	21/50V	U07	22.1.06 6h51min	Incorreta porque el valor verificado fue 13% por debajo del ajuste.	101 MWh
39/07	21	U04	16.11.07 5h12min	Acidental	

Tabla 9.3: Histórico de actuaciones de relés de mínima impedancia del conjunto transformador elevador

IX. BIBLIOGRAFIA

- [1] ITAIPU, «6047-20-T0003-P ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DE EQUIPAMENTOS E SISTEMAS PARA UNIDADES GERADORAS».
- [2] I. BINACIONAL, «ITAIPU BINACIONAL,» ITAIPU, [En línea]. Available: <https://www.itaipu.gov.br/es/sala-de-prensa/noticia/proceso-de-actualizacion-tecnologica-de-itaipu-avanza-sin-contratiempos>.
- [3] A. L. O. Fernandez, Centrales Eléctricas I, Barcelona: Universitat Politecnica de Catalunya, 1993.
- [4] H. WI LDI, Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia, Mexico: PEARSON EDUCACIÓN, 2007.
- [5] W. D. STEVENSON, ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Mexico: McGRAW-HILL, 1979.
- [6] J. R. Martin, Diseño de subestaciones electricas, Mexico: McGraw Hill, 1987.
- [7] P. S. R. Committee., *Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos*, The Power Engineering Education Committee..
- [8] J. M. Aller, Máquinas Eléctricas Rotativas: Introducción a la Teoría General, Caracas: Equinoccio: Editorial De La Universidad Simón Bolívar, 2008.
- [9] R. SANJURJO NAVARRO, MAQUINAS ELECTRICAS, Madrid: McGraw-Hill, 1989.
- [10] P. G. Hewitt, Física Conceptual, Mexico: Pearson, 2007.

- [11] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, Jr. y S. D. Umans, MAQUINAS ELECTRICAS, Mexico: McGraw-Hill, 2004.
- [12] F. BEER, R. JOHNSTON, D. MAZUREK y E. EISENBERG, MECÁNICA VECTORIAL PARA INGENIEROS, Mexico: McGraw-Hill, 2010.
- [13] S. J. Chapman, Máquinas Eléctricas, Mexico: McGraw-Hill, 2012.
- [14] M. Á. Rodríguez Pozueta, Máquinas Eléctricas I - G862 - Tema 1. Principios Generales de las Máquinas Eléctricas, España: Universidad de cantabria - Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, 2016.
- [15] J. C. Martín, Máquinas eléctricas, Madrid: Editex, 2012.
- [16] J. Fraile Mora, Maquinas Electricas, Madrid: McGRAW-HILL., 2003.
- [17] F. Vargas y M. Saldarriaga, MAQUINAS ELECTRICAS ROTATIVAS, Lima: PUCP, 1990.
- [18] I. Kosov, Maquinas electricas y transformadores, Moscu.
- [19] E. HARPER, EL LIBRO PRÁCTICO DE LOS GENERADORES, TRANSFORMADORES Y MOTORES ELÉCTRICOS, Mexico: Limusa, 2004.
- [20] S. Ramírez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos, Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [21] IEEE, *Proteccion de generadores sincronos*, Tutorial IEEE, 1995.

- [22] S. d. O. Frontin, EQUIPAMENTOS DE ALTATENSÃO, Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas, Brasília: Goya Editora LTDA., 2013.
- [23] A. C. CAMINHA, *INTRODUÇÃO A TROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELETRICOS*, Sao Paulo: EDITORA EDGARD BLÜCHER LTDA., 1978.
- [24] «libIEC61850,» [En línea]. Available: <https://libiec61850.com/libiec61850/glossary/>. [Último acceso: 11 08 2020].
- [25] M. S. Thomas y J. D. McDonald, Power System SCADA and Smart Grids, Boca Ratón: CRC Press, 2015.
- [26] «Electrical Engineering Portal,» [En línea]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/ied-intelligent-electronic-device-advanced-functions>. [Último acceso: 23 Agosto 2020].
- [27] R. TAMASCO, «PROTECCIONES ELÉCTRICAS,» p. 48, 2007.
- [28] E. Padilla, SUBSTATION AUTOMATION SYSTEMS: DESIGN AND IMPLEMENTATION, Caracas: Wiley, 2016.
- [29] I. 61850, *Automatizacion de subestaciones*.
- [30] M. Stain, Proteccion de Generadores, Guía de aplicación., Asea Relays, 1963.
- [31] J. FIGUEROA, PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, Caracas: Instituto Universitario Politécnico “Santiago Mariño”, 2016.
- [32] L. S. BARRANTES PINELA, «Trabajo fin de grado: DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS,»

- Departamento de Ingeniería Eléctrica-Universidad Carlos III de Madrid, Madrid, 2011.
- [33] C. J. ZAPATA , CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Colombia: GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN PLANEAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, 2011.
- [34] G. Carrillo Caicedo, Protecciones Eléctricas, Bucaramanga, 2007.
- [35] B. Myers, Principios de finanzas corporativas, Mexico: Mc Graw Hill, 2008.
- [36] M. C. Ehrhardt y E. F. Brigham, Finanzas Corporativas, Cemgape Learning Editores, 2007.
- [37] «ECONOMIPEDIA,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>. [Último acceso: 25 08 2020].
- [38] «ECONOMIPEDIA,» [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>. [Último acceso: 2020 08 25].
- [39] J. d. J. Meza Orozco, Matematicas Financieras aplicadas, ECOE EDICIONES, 2008.
- [40] American Society of Civil Engineers (ASCE), «SEVEN WONDERS OF MODERN WORLD,» 1997.
- [41] R. J. C. da Silva, «REVISÃO DO INDICADOR DE SEVERIDADE UTILIZADO NA ANÁLISE DE EVENTOS ENVOLVENDO A USINA DE ITAIPU,» Divisão de Estudos Elétricos e Normas - ITAIPU, 2016.

- [42] CIER, «Comisión de Integración Energética Regional,» 14 11 2017. [En línea]. Available: <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/Costo-promedio-de-energ%C3%ADa-de-Itaip%C3%BA-ser%C3%A1-m%C3%A1s-alto-para-la-ANDE-este-a%C3%B1o.aspx#:~:text=As%C3%AD%20lo%20indica%20un%20c%C3%A1culo,unos%2034%20US%24%2FMWh..> [Último acceso: 20 09 2020].
- [43] E. Contreras, «Actualización de la tasa social de descuento,» SNIP, 2017.
- [44] M. Stein, *PROTECCION DE GENERADORES, Guía de Aplicación*, ASEA RELAYS, 1983.
- [45] E. R. C. Viveros, E. F. V. Correa, J. Pesente y M. L. S. Rios, «MEMORIAL DA PROTEÇÃO DO CONJUNTO GERADOR/TRANSFORMADOR ELEVADOR,» Itaipu Binacional, Hernandarias, 2014.
- [46] CIGRE, *International Guide on the Protection of Synchronous Generators*, CIGRE, 2011.
- [47] J. C. Montania E., J. L. Pereira dos Santos y C. S. José , *PROTECCION DE LAS NUEVAS UNIDADES GENERADORAS 9A Y 18A, DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA ITAIPU BINACIONAL*, Hernandarias: CIGRE, 2006.
- [48] R. d. a. t. 6212-DF-74750-I-R5, *Funciones lógicas que componen la protección de las unidades U01 a U09 e U10 a U18.*, Itaipu.
- [49] ABB, Generator protection REG670 Version 2.2 IEC Application manual, ABB, 2017.
- [50] ABB, *Generator protection REG670-Relion 670 series Ver. 2.1*, ABB.

- [51] SIEMENS, *SIPROTEC 5 Generator Protection 7UM85*, SIEMENS, 2018.
- [52] G. Electric, *G60 GENERATOR PROTECTION SYSTEM*, GE General Electric.
- [53] I. S. C37.2-1996, *IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations*, New York: Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, 1996.
- [54] R. Villarroel Garay, «Retrofits Sistemas de Protección,» *ABB*, p. 32, 2017.
- [55] J. M. Cuevas Rodriguez, *Protecciones en generadores Síncronos*, Xalapa, Veracruz: Universidad Veracruzana, 2011.
- [56] C. M. Piña Valverde y J. A. Moreno Avila, *Estudio para la modernización de los sistemas de protección de los grupos de generación y transmisión de la Central Hidroeléctrica Paute*, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2010.
- [57] R. d. a. t. 6212-DF-74750-I-R5, *funções lógicas que compõe a proteção 60 ñas unidades U01 a U09 e U10 a U18.*
- [58] «RAMAUSA- RAMA ESTUDIANTE DEL IEEE DE LA UCSA,» [En línea]. Available: <https://ramaucsa.wordpress.com/2010/12/24/dispositivo-electronico-inteligente-ied/>.
- [59] ICE, *GENERATION & NETWORK Generator Protection IED*, ICE.
- [60] B.-. B. C. d. Paraguay, «INFORME DE POLITICA MONETARIA,» Banco Central del Paraguay, 2017.

- [61] «ABCFINANZAS,» [En línea]. Available: <https://www.abcfinanzas.com/administracion-financiera/estados-financieros/presupuesto-de-efectivo>. [Último acceso: 20 08 2020].
- [62] G. A. y. C. WELSCH, PRESUPUESTOS: Planificación y Control, México: PEARSON EDUCACION, 2005.
- [63] Universidad ESAN, [En línea]. Available: <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/#:~:text=El%20per%C3%ADodo%20de%20recuperaci%C3%B3n%20de,ser%C3%A1%20cubierta%20la%20inversi%C3%B3n%20inicial.> . [Último acceso: 27 08 2020].
- [64] A. I. VILLARREAL, EVALUACION FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSION, Bogotá: Norma S.A., 1988.