



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Mecánica Eléctrica

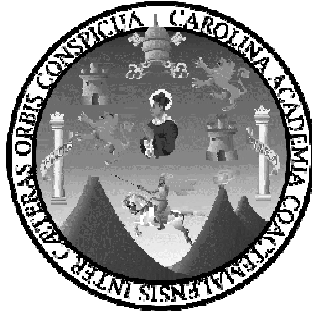
PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

Sergio Geovanny Yool Rosales

Asesorado por el Ing. Jorge Luis Pérez Rivera

Guatemala, julio de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA RENOVABLE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

SERGIO GEOVANNY YOOL ROSALES

ASESORADO POR EL ING. JORGE LUIS PÉREZ RIVERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya
EXAMINADOR	Ing. Otto Andrino
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA RENOVABLE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de Mayo de 2009.

Sergio Geovanny Yool Rosales



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, Mayo 18 de 2010.

Ingeniero
Guillermo Bedoya
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
FACULTAD DE INGENIERÍA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Presente.

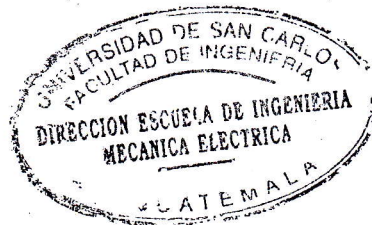
Estimado Ing. Bedoya

Por medio de la presente le comunico que, habiendo considerado, examinado, estudiado y discutido en varias reuniones consecutivas el trabajo de tesis titulado "PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE" asignado al estudiante Sergio Geovanny Yool Rosales, con número de carné 97-20685 y encontrando satisfactorios los planteamientos y desarrollos del mismo, luego de efectuadas las enmiendas que se consideraron necesarias, me permito emitir el Dictamen favorable aprobando el trabajo como Tesis de Graduación.

Por lo tanto el autor de esta tesis y yo como su asesor nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones de la misma.

Sin otro particular aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,




ING. JORGE LUIS PÉREZ RIVERA
ASESOR



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 27. 2010
Guatemala, 28 de julio 2010.

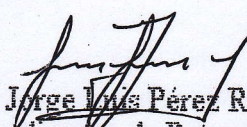
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE", del estudiante,
Sergio Geovanny Yool Rosales, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 13. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **SERGIO GEOVANNY YOOL ROSALES** titulado: **"PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE",** procede a la autorización del mismo.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'G. Puente Romero'.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

GUATEMALA, 11 DE FEBRERO 2,011.

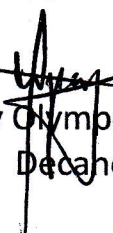




DTG. 227.2011

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROTECCIONES APLICABLES A PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE**, presentado por el estudiante universitario **Sergio Geovanny Yool Rosales**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 4 de julio de 2011.

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Único, eterno y Todopoderoso, luz que ilumina mi camino y me acompaña siempre en forma de Padre, Hijo y Espíritu Santo.
- María** Por cubrirme con su manto bendito y protegerme en todo mi camino.
- Mi Papá** Eduardo Yool (q.e.p.d.), por ser el más grande orgullo de mi vida y por heredarme siempre lo mejor.
- Mi Mamá** Genoveva Rosales, por todos sus esfuerzos y desvelos, por ser lo mejor que me ha regalado DIOS y por ser mi vida entera.
- Mis hermanos** Oscar Eduardo, Edgar Rolando y Juan Carlos (q.e.p.d.) por estar siempre en mi vida y alegrarla con su compañía.

AGRADECIMIENTOS A:

- Mis sobrinos** Guadalupe, Ommar, Josué, Michelle, Joceline, Joshabeth, Alejandra y Sebastián, por brindarme su cariño, pero sobre todo por su presencia en mi vida.
- Mis cuñadas** Carmina y Luz Elena, por el apoyo que brindan a toda mi familia.
- Mi novia** Susy, por su amor y apoyo incondicional en todo momento.
- Mis amigos** Para los que el significado de la palabra amistad es entero, cada uno de ellos encierran la esencia de esa palabra y me permiten el gratísimo honor de poder llamarlos amigos, especialmente a Irvin, Wilfredo, Jorge, Moisés Sum, Gilmer, Tomás, Marco, José, Duay y muchos otros que se escapan de mi mente, pero que agradezco infinitamente la gran amistad que nos unirá siempre.
- Familia Nistal** Por su apoyo incondicional en todo momento, especialmente a mi tío Francisco Nistal y a su esposa Blandina.

Mis maestros	Por todo el conocimiento brindado a lo largo de mi vida.
Mis centros de estudio	USAC, ITPO, INEBO, CESVP, por aportar gran parte a mi formación profesional.
Mi asesor	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera, por su tiempo y consejos, pero sobre todo por su gran ayuda profesional para la elaboración de este trabajo.
Mi familia en general	Por su gran cariño.
Usted	Por compartir esta gran felicidad conmigo.

1.1.3.2.4.	Transformador de corriente (TC)	6
1.1.3.2.5.	Transformadores de voltaje o potencial (TP)	7
1.1.3.3.	Utilización de relevadores en sistemas de protección	7
1.1.3.3.1.	Cualidades esenciales de la protección	8
1.1.3.3.1.1.	Confiability	8
1.1.3.3.1.2.	Selectividad	9
1.1.3.3.1.3.	Rapidez de operación	9
1.1.3.3.1.4.	Discriminación	10
1.1.4.	Fallas eléctricas en la red (cortocircuitos)	10
1.1.4.1.	Tipos de cortocircuito	12
1.1.4.1.1.	Cortocircuito trifásicos	12
1.1.4.1.2.	Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra	13
1.1.4.1.3.	Cortocircuito bifásico con contacto a tierra	14
1.1.4.1.4.	Cortocircuito monofásico a tierra	15
1.2.	Protecciones en sistemas de distribución	16
1.2.1.	Fusibles (cortacircuitos)	16
1.2.1.1.	Fusibles de distribución	17
1.2.1.2.	Operación	18
1.2.1.2.1.	Corriente de interrupción	18
1.2.1.2.2.	Relaciones de Tiempo-Corriente	19
1.2.1.3.	Clases de fusibles	
1.2.1.3.1.	Fusibles rápidos y lentos	23
1.2.1.3.2.	Estandarización de curvas tiempo-corriente (EEI-NEMA)	24

1.2.2.	Reconectores automáticos	27
1.2.2.1.	Secuencia de operación	28
1.2.2.1.1.	Tiempo de reconexión	30
1.2.2.1.2.	Tiempo de reposición	30
1.2.2.1.3.	Corriente mínima de operación	30
1.2.2.2.	Clasificación de los reconectores	32
1.2.2.2.1.	Reconectores monofásicos y trifásicos	32
1.2.2.2.1.1.	Apertura monofásica-bloqueo trifásico	34
1.2.2.2.1.2.	Apertura trifásica-bloqueo trifásico	34
1.2.2.3.	Control de los reconectores	34
1.2.2.3.1.	Control hidráulico	34
1.2.2.3.2.	Control electrónico	35
1.2.2.3.3.	Medio de interrupción y aislamiento	37
1.2.3.	Seccionalizadores	37
1.2.4.	Coordinación de elementos de protección de la red de distribución	38
1.2.4.1.	Coordinación de fusibles	39
1.2.4.2.	Coordinación entre reconectores y fusibles	40
1.2.4.2.1.	Coordinación de reconector con fusible en el lado carga (reconector-fusible)	41
1.2.4.2.2.	Coordinación de reconector con fusible en el lado fuente (fusible-reconector)	42

1.2.4.3.	Coordinación entre reconectador y seccionalizador	44
1.2.4.4.	Coordinación entre reconectores	44
1.2.4.4.1.	Por corrientes nominales	45
1.2.4.4.2.	Combinando el número de aperturas	45
1.2.4.4.3.	Combinando en curvas de operación retardadas	46
2.	PRINCIPALES ELEMENTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE	47
2.1.	Generadores eólicos	47
2.1.1.	Centrales eólicas	47
2.1.1.1.	Aerogeneradores	48
2.1.1.1.1.	Principio de funcionamiento	48
2.1.1.2.	Generador	49
2.1.1.3.	Sistema de control eléctrico	50
2.1.1.3.1.	Transformadores	50
2.1.1.3.2.	Elementos de control	50
2.1.1.3.3.	Elementos de telemando	50
2.1.1.4.	Sistemas eléctricos	51
2.2.	Generadores solares (fotovoltaicos)	52
2.2.1.	Principio de funcionamiento	52
2.2.1.1.	Aplicaciones	52
2.2.2.	Módulos fotovoltaicos	54
2.2.3.	Sistemas fotovoltaicos	55
2.2.3.1.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	56
2.2.3.2.	Sistemas fotovoltaicos no conectados a la red	58
2.2.4.	El regulador de carga	59
2.2.4.1.	Generalidades de los reguladores de carga	60

2.2.4.2.	Particularidades sobre los reguladores de carga	61
2.2.5.	El inversor	63
2.2.6.	La batería	63
2.2.6.1.	Interacción entre módulos fotovoltaicos y baterías	64
2.3.	Generadores hidroeléctricos	65
2.3.1.	Casa de máquinas	65
2.4.	Generadores geotérmicos	66
2.4.1.	Central geotérmica	66
2.5.	Generadores de biomasa	67
2.5.1.	Tipos de biomasa	67
2.5.2.	Conversión de la biomasa en energía	68
2.5.2.1.	Métodos termoquímicos	68
2.5.2.1.1.	La combustión	68
2.5.2.1.2.	La pirolisis	68
2.5.2.1.3.	Gasificación	69
2.5.2.2.	Métodos biológicos	69
2.5.2.2.1.	La fermentación alcohólica	69
2.5.2.2.2.	La fermentación del metano	69
2.5.3.	Central de biomasa	70
3.	REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DISTRIBUIDORA APLICABLES A CADA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE	73
3.1.	Requerimientos generales de conexión a la red de generación distribuida	76
3.1.1.	Reglamentación en Guatemala	77
3.1.2.	Reglamentación en otros países	78

3.1.3.	Propuesta regulatoria: Requerimientos técnicos para la conexión de generación distribuida	79
3.1.3.1.	Requerimientos y especificaciones técnicas de la conexión	80
3.1.3.2.	Requerimientos de conexión en Guatemala	82
3.1.4.	Metodología utilizada en el ajuste de las protecciones	84
3.1.5.	Efectos de un generador distribuido en la regulación de voltaje y en las protecciones de un alimentador	86
3.1.6.	Determinación de ajustes de relevadores; Coordinación de protecciones	91
3.1.6.1.	Reglas generales para calcular los ajustes de los relevadores	91
3.1.6.2.	Etapas a seguir para calcular los ajustes de relevadores	93
3.1.7.	Protección de Interconexiones versus Protección de Generadores	96
3.1.8.	Tipos de generadores pequeños	100
3.1.9.	Ejemplos de conexiones de transformador para interconexión	104
3.1.9.1.	Conexiones del transformador de interconexión en triángulo prim.)/triángulo (sec.), triángulo (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.) y estrella no puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)	105
3.1.9.2.	Conexiones del transformador de interconexión en estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)	107
3.1.9.3.	Conexiones del transformador de interconexión en estrella puesta a tierra (prim.)/ estrella puesta a tierra (sec.)	110

3.1.10.	Métodos y procedimientos de protección interconexiones de pequeños generadores distribuidos	113
3.1.10.1.	Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa distribuidora	114
3.1.10.2.	Detección de contraalimentación de fallas	117
3.1.10.3.	Detección de condiciones perjudiciales en el sistema	123
3.1.10.4.	Flujo de potencia anormal	123
3.1.10.5.	Procedimientos de disparo/restauración del generador distribuido	124
3.2.	Protecciones aplicables a generación eólica	127
3.2.1.	Comportamiento con respecto a la red	128
3.2.1.1.	Comportamiento con respecto a la red	129
3.2.1.2.	Comportamiento con respecto a la red	129
3.2.2.	Efectos de la conexión de un parque eólico a la red distribuidora	130
3.2.2.1.	Comportamiento de las centrales eólicas ante los huecos de voltaje	133
3.2.2.2.	Requisitos de continuidad de suministro	134
3.2.3.	Sistemas de protección del aerogenerador	136
3.2.3.1.	Sistema de control	137
3.2.3.2.	Sistema de protección	138
3.2.3.3.	Requerimientos funcionales de los sistemas de control y protección (Estos requerimientos son parte de las normas IEC)	140
3.2.4.	Descripción de las principales protecciones	140
3.2.4.1.	Protección por sobrecarga	141
3.2.4.2.	Protección por sobre velocidad	142
3.2.4.3.	Protección por bajo voltaje	142

3.2.4.4.	Protección por inversión de fase	142
3.2.4.5.	Protección contra operación a frecuencias reducidas	143
3.2.4.6.	Protección por pérdida de sincronismo (para aerogeneradores síncronos)	143
3.3.	Protecciones aplicables a generación solar fotovoltaica	145
3.3.1.	El inversor como elemento principal para la protección	145
3.3.1.1.	Armario general de protección y medida	147
3.3.2.	Toma de tierra de la instalación	148
3.3.3.	Interfaz con la red	149
3.3.4.	Subsistema de control y monitoreo	150
3.3.5.	Punto de interconexión	150
3.3.6.	Acerca del interruptor diferencial y automático	152
3.3.7.	Diseños de protecciones de centrales fotovoltaicas	154
3.3.8.	Descripción de las principales protecciones	158
3.3.8.1.	Interruptor automático	159
3.3.8.1.1.	Factores de influencia específicos de instalaciones fotovoltaicas	159
3.3.8.1.2.	Elección del interruptor automático	160
3.3.8.2.	Protección por bajo voltaje y alto voltaje	161
3.3.8.3.	Protección anti-isla	162
3.3.8.4.	Protección por baja frecuencia	162
3.4.	Protecciones aplicables a centrales eléctricas con generadores síncronos	164
3.4.1.	Protección de los generadores síncronos	164
3.4.2.	Protecciones de los generadores de hasta 5 MW	170
3.4.2.1.	Protección contra las fallas a tierra	171
3.4.2.2.	Protección de sobre corriente	175
3.4.2.3.	Protección contra sobre voltaje	175

3.4.2.4.	Protección contra la potencia inversa	176
3.4.2.5.	Protección contra falta de excitación	178
3.4.3.	Protecciones de los transformadores	179
3.4.3.1.	Proteccion por detección de gas por relevador <i>Buchholz</i>	182
3.4.3.2.	Protección contra sobrecarga y sobre voltaje	183
3.4.3.3.	Protección diferencial	183
3.4.3.4.	Protección diferencial del neutro	188
3.4.3.5.	Protección de la cuba	188
4.	EJEMPLO DE APLICACIÓN Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO PARA LA PROTECCIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES	191
4.1.	Ejemplo de cálculo de ajustes	191
4.1.1.	Ejemplo de coordinación de protecciones	191
4.1.2.	Cálculo para un relevador direccional	208
	CONCLUSIONES	211
	RECOMENDACIONES	213
	BIBLIOGRAFÍA	215
	ANEXOS	219

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Cortocircuito trifásico	13
2.	Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra	14
3.	Cortocircuito bifásico con contacto a tierra	14
4.	Cortocircuito monofásico a tierra	15
5.	Fusibles típicos	16
6.	Tipos de cintas fusibles	18
7.	Característica de fundición de los fusibles	19
8.	Curvas típicas de fusibles	22
9.	Curvas para fusibles K y T	23
10.	Curvas de tiempo máximo de aclaramiento para fusibles tipo K	25
11.	Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T	25
12.	Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango	26
13.	Curvas típicas de corriente tiempo para un fusible 10K	26
14.	Curvas de operación de un reconectador	29
15.	Secuencia de operación de un reconectador	31
16.	Reconectores monofásicos	33
17.	Reconector trifásico	33
18.	Diagrama de bloques de un reconectador con control electrónico	36
19.	Coordinación reconectador-fusible	42
20.	Coordinación fusible-reconectador	44
21.	Coordinación entre reconectores por corriente nominal	45
22.	Coordinación entre reconectores combinando el número de aperturas	46

23.	Coordinación entre reconectadores combinando curvas de operación retardada	46
24.	Módulos solares fotovoltaicos	54
25.	Esquema eléctrico indicativo de un sistema fotovoltaico conectado a la red	58
26.	Esquema de un sistema fotovoltaico aislado de la red	59
27.	Regulador de carga	63
28.	Banco de baterías	64
29.	Central de biomasa	72
30.	Compatibilidad electromagnética	77
31.	Ejemplo de falla de protecciones caso 1	88
32.	Ejemplo de falla de protecciones caso 2	89
33.	Ejemplo de falla de protecciones caso 3	90
34.	Relevadores de sobre corriente de fase en un sistema radial	92
35.	Protección de interconexión típica	97
36.	Protección de interconexión típica	98
37.	Típica protección de generador	99
38.	Generador de inducción	101
39.	Generador sincrónico	101
40.	Generador asincrónico	102
41.	Sistema en doble circuito, con alimentación en ambos extremos	103
42.	Relevador de sobre corriente direccional IBC de G.E.	104
43.	Conexiones del transformador de interconexión	106
44.	Curva de saturación de transformadores montados en poste	107
45.	Diagrama unifilar para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)	108
46.	Circuito de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)	109
47.	Diagrama unifilar para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.)	111

48. Circuito de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra con estrella puesta a tierra (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.)	112
49. Esquema de subestación de la empresa distribuidora	116
50. Típica protección de interconexión de un generador pequeño	116
51. Curva de corriente de cortocircuito del generador	118
52. Protección típica para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)	120
53. Protección típica alternativa para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)	121
54. Protección típica para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con (prim.) no puesta a tierra.	122
55. Restauración luego de un disparo en la interconexión—Caso 1	125
56. Restauración luego de un disparo en la interconexión—Caso 2	126
57. Liberación de la falla por medio de relevador	134
58. Flujos de potencia reactiva	135
59. Relevador de protección por falta de sincronismo	144
60. Interfaz con la red eléctrica	149
61. Interruptores para la interconexión de un sistema fotovoltaico	151
62. Medición de energía entre la red y el sistema fotovoltaico	152
63. Esquema simplificado de instalación fotovoltaica conectada a la red	153
64. Protección frente a contactos indirectos por el diferencial y el convertidor	154
65. Central con un único gran convertidor	156
66. Central con varios pequeños convertidores	157
67. Principio de funcionamiento protección por mínima frecuencia	163
68. Esquema de las protecciones del generador síncrono	166
69. Protección de los generadores de hasta 5 MW y que es el caso que estamos estudiando	168

70.	Protección de los generadores de 20 a 100 MW	169
71.	Protección de los generadores de hasta 300 MW	170
72.	Protección de falla a tierra por medio de un relevador de voltaje	172
73.	Zona protegida de los devanados del estator en función del voltaje de ajuste del relevador de voltaje	172
74.	Protección diferencial de neutro	173
75.	Protección 100 % de contacto a tierra mediante un relevador RAGEA de ABB, con supervisión de voltaje	174
76.	Relevador de potencia inversa	177
77.	Protección contra subexcitación	178
78.	Protecciones de un transformador de potencia	181
79.	Esquema de principio de relevador <i>Buchholz</i> y del interruptor de mercurio	182
80.	Protección diferencial de transformador trifásico Yy_0	184
81.	Protección diferencial de un transformador Yd_{11} y Dy_{11}	186
82.	Protección de un transformador diferencial Yd_{11}	187
83.	Esquema de protección diferencial a neutro	188
84.	Protección de la cuba	189
85.	Diagrama unilineal del sistema en estudio	191
86.	Diagrama de reactancias del sistema	195
87.	Mallas de secuencia positiva. a) Generación máxima, b) Generación mínima	196
88.	Gráfico resumen de la coordinación del sistema de la figura 85	207

TABLAS

I.	Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA	20
II.	Capacidad de corriente permanente de diversos tipos de elemento fusible según NEMA	21
III.	Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA	40
IV.	Coordinación entre fusibles tipo T según EEI-NEMA	40
V.	Valores del Factor de corrección K1 según NEMA	41
VI.	Valores del Factor de corrección K2	43
VII.	Requerimientos de conexión	83
VIII.	Áreas de la protección de interconexiones	113
IX.	Consumos de potencia puntuales admisibles (faltas monofásicas y bifásicas)	136
X.	Valores de corrientes para ajustes de relevadores de fase utilizados en Guatemala	192
XI.	Valores de tiempo de los relevadores SEL-387E y SEL-351, para ajuste de tiempo máximo	194
XII.	Característica t-I Relevador térmico	194
XIII.	Característica t-I Fusible	194
XIV.	Característica t-I Relevador térmico	201
XV.	Característica t-I fusible	201
XVI.	Característica tiempo-corriente del relevador SEL-351	203
XVII.	Característica tiempo-corriente del relevador de la línea	204
XVIII.	Característica tiempo-corriente del relevador SEL-387E, Curva A, para un ajuste de tiempo de 0.4	205
XIX.	Característica tiempo-corriente del relevador SEL-387E, Curva B, para un ajuste de tiempo de 0.4	206

GLOSARIO

Armónicos

Son distorsiones de las ondas sinusoidales de voltaje o corriente de los sistemas eléctricos, debido al uso de cargas con impedancia no lineal, a materiales ferromagnéticos, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operación normal. La aparición de corrientes o voltajes armónicas en el sistema eléctrico crea problemas tales como, el aumento de pérdidas de potencia activa, sobrevoltajes en los condensadores, errores de medición, mal funcionamiento de protecciones, daño en los aislamientos, deterioro de dieléctricos, disminución de la vida útil de los equipos, entre otros.

Circuito *active crowbar*

Circuito eléctrico que se usa para prevenir una condición de sobretensión de una unidad de fuente de alimentación, estos circuitos se colocan adjuntos a la fuente de alimentación. Funciona poniendo un corto circuito o la ruta de baja resistencia a través de la fuente de voltaje, tanto como si se dejara caer una herramienta del mismo nombre a través de los terminales de salida de la fuente de alimentación.

**Compatibilidad
electromagnética**

Es la rama de la tecnología electrónica y de telecomunicaciones que se ocupa de las interferencias entre equipos eléctricos y electrónicos. Se define como la capacidad de cualquier aparato, equipo o sistema para funcionar de forma satisfactoria en su entorno electromagnético sin provocar perturbaciones electromagnéticas sobre cualquier cosa de ese entorno.

Corriente de *inrush*

La corriente de magnetización *inrush* es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador. El problema de esta corriente es que puede llegar a ser de 100 veces la corriente de vacío de régimen permanente del transformador, o si se considera que esta corriente es del 5 al 8% de la corriente nominal, se alcanzarán corrientes instantáneas de 5 a 8 veces la nominal.

**Embalamiento del
generador**

Ocurre cuando el generador se desacopla de la red eléctrica por algún fallo o por reducción de carga. El conjunto alternador-turbina gira a una velocidad mayor y se acelera descontrolablemente, a esta aceleración se le conoce como embalamiento.

Flicker

Variación del valor eficaz o amplitud del voltaje en un rango menor al 10% del valor nominal. Esta variación de la amplitud del voltaje produce fluctuaciones del flujo luminoso en lámparas, induciendo a su vez la impresión de inestabilidad en la sensación visual. Ocurre en un rango de frecuencias que va desde 0.5 a 25 Hz.

Fuelóleo	Combustible más pesado que se puede destilar a la presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono y su color es negro. El fuelóleo se usa como combustible para plantas de energía eléctrica calderas y hornos.
Funcionamiento en isla del generador distribuido	Funcionamiento en isla significa una situación durante la cual la unidad de generación distribuida permanece alimentando una parte de la red sin una conexión al sistema principal. En este instante, todos los funcionamientos en isla no intencionados se deben evitar para asegurar la seguridad de la red y la calidad de la energía.
Fusibles de expulsión	No son más que una sección de hilo más fino que los conductores normales, colocado en la entrada del circuito a proteger, para que al aumentar la corriente, debido a un cortocircuito, sea la parte que más se caliente, y por tanto la primera en fundirse. Una vez interrumpida la corriente, el resto del circuito ya no sufre daño alguno.
Hidrólisis	Reacción química entre agua y otra sustancia, como sales.
Horas de insolación	Horas nocturnas en las cuales no existe radiación solar.

Huecos de voltaje	Disminución en el valor rms del voltaje de la red de potencia, a un valor que va entre 0.1p.u. a 0.9p.u. con duraciones que van de 0.5 ciclos a un minuto. La denominación americana para este fenómeno es sag y la británica es dip las cuales son equivalentes, en países de habla hispana el fenómeno se denomina huecos de voltaje.
Perturbaciones	Cambio de la onda de voltaje, que debe ser una onda senoidal pura con una frecuencia constante; sin embargo, en la realidad esto no sucede, dichas perturbaciones pueden ser: ruidos en modo diferencial o común, impulsos eléctricos, variaciones rápidas o lentas de voltaje, parpadeo (<i>flicker</i>), distorsión armónica y variaciones de frecuencia.
Parques eólicos <i>off-shore</i>	Se instalan en el mar, ya que el viento se encuentra con una superficie de rugosidad variable, las olas, y sin obstáculos como islas, islotes, etc., lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios, por lo que se pueden emplazar torres más bajas que en tierra. Es posible instalar turbinas gigantes de 120 m de diámetro y 5 MW, mientras que en tierra las potencias son del orden de 2 MW.
Redes eléctricas	Conjunto de medios formado por generadores eléctricos, transformadores, líneas de transmisión y líneas de distribución utilizados para llevar la energía eléctrica a los elementos de consumo de los usuarios.

- Scada** Acrónimo de *Supervisory Control and Data Acquisition* (en español, registro de datos y control de supervisión). Es una aplicación de software especialmente diseñada para funcionar sobre computadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador y provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros usuarios supervisores dentro de la empresa (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.).
- Separación galvánica** Condición impuesta por las normativas sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a las redes de distribución comercial. La separación galvánica no es otra cosa que una separación física entre dos circuitos por los que circula corriente eléctrica variable, esto hace que no fluya la corriente de forma directa a través de nuestro circuito eléctrico, desde la zona de producción de corriente continua (los módulos) a la zona de corriente alterna (el punto de conexión).
- Wp (Watio pico)** Unidad de potencia que hace referencia al producto del voltaje por la corriente del panel solar fotovoltaico en condiciones estándares de medida.

RESUMEN

Se entiende por generación distribuida todas aquellas fuentes de energía eléctrica renovable que se conectan en las redes de distribución eléctrica, y debido a que en nuestro país existe un importante desarrollo de la producción de este tipo de energía, se realizó el presente estudio para su interconexión con la red nacional.

El capítulo I está estructurado para que el lector pueda conocer los conceptos básicos de la distribución eléctrica y sus protecciones, tipos de cortocircuitos, relevadores, fusibles, reconectores y seccionadores, así como la coordinación entre ellos.

En el capítulo II y basado en la resolución CNEE No. 171-2008 se incluyen conceptos de energías renovables como la eólica, la solar fotovoltaica, la hidráulica, la de geotérmica y la de biomasa. Estas fuentes de energía suelen considerarse como generación distribuida, debido a que se conectan a las redes de distribución.

En los capítulos siguientes se muestra que la instalación de la generación distribuida se debe realizar valorando en profundidad el impacto técnico que puedan tener en las redes de distribución. Por ejemplo, la operación de las redes se puede volver más compleja al añadir elementos activos (generadores) a las mismas, la posible necesidad de refuerzos e inversiones en red al cambiar las potencias que circulan usualmente por ellas, etc.,

Por tal motivo, en este trabajo se muestra el impacto técnico, teniendo en cuenta las protecciones necesarias para conectar cada una de las tecnologías, con una potencia máxima de 5 MW que es lo que indica el normativo guatemalteco para tomarse como una instalación de generación distribuida, y para demostrar la teoría descrita se muestran ejemplos de coordinación de relevadores y de relevador direccional en el capítulo último con el fin concluir el trabajo.

OBJETIVOS

General

Conocer alternativas de generación que sean de beneficio al consumo nacional, tomando en cuenta las protecciones que sean necesarias para su incorporación al Sistema Nacional Interconectado, basados en el marco regulatorio emitido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Específicos

1. Obtener modelos de comportamiento de unidades de generación distribuida en sistemas de distribución eléctrica.
2. Optimizar la aplicación de protecciones, tomando en cuenta la prevención y detección de problemas y su coordinación.
3. Establecer criterios generales de protecciones eléctricas aplicables a las instalaciones de generación distribuida renovable en Guatemala.

INTRODUCCIÓN

Basado en la resolución CNEE No. 171-2008 que describe particularmente, que los distribuidores están obligados a permitir la conexión de las empresas eléctricas a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para el funcionamiento del generador distribuido renovable y conociendo, que mucha de la nueva capacidad de generación con que se contará en el futuro, se alcanzará construyendo instalaciones de tecnologías de generación renovable como lo son eólica, solar fotovoltaica, hidráulica, geotérmica y de biomasa, y que en Guatemala dichas instalaciones pueden consistir pequeñas unidades generadoras de hasta 5MW o en plantas de propiedad ajena a las empresas eléctricas con excedentes de energía, se realiza este trabajo como herramienta básica de lo necesario para interconectar dichas tecnologías. Se realiza el estudio de los elementos básicos de protección en los sistemas de distribución, así como las coordinaciones necesarias de dichos elementos.

Específicamente, se analizan los requisitos de protección para interconectar cada una de estas tecnologías generadoras a los sistemas de las empresas eléctricas, así como los métodos para reconectar estos generadores, luego del disparo de la protección de la interconexión, y asimismo las limitaciones de los métodos actuales de protección de interconexiones en aspectos tales como, el respaldo del sistema de generación durante perturbaciones importantes en el sistema de la empresa eléctrica.

El hecho es que se quiere proteger los generadores distribuidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra las condiciones anormales de operación. Muchas de estas condiciones anormales pueden ser impuestas por el sistema de la empresa eléctrica, como sobreexcitación, sobrevoltaje, corrientes desequilibradas, frecuencia anormal y esfuerzo torsional del eje, debido al recierre automático de un interruptor de la empresa eléctrica. Es por estas causas que se ha realizado el estudio que a continuación se presenta por capítulos y que está apoyado por ejemplos de cálculo.

1. PROTECCIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1. Generalidades de los sistemas de protección

1.1.1. Necesidad de los sistemas de protección

Un sistema de potencia eléctrica debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetros de líneas de distribución. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas o elevadas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caída de objetos externos y daño a los aisladores, es muy grande. Esas causas pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas. Una de las principales causas de interrupción del suministro, es la falla en derivación o cortocircuito, que ocasiona un cambio inesperado y a veces violento en la operación del sistema.

Es por ello que se hacen necesarios los sistemas de protección en los sistemas de distribución eléctrica, puesto que con ello se propone la regulación y la continuidad de energía a los consumidores finales.

1.1.2. Conceptos básicos

Es necesario también conocer los diversos conceptos relacionados con la protección y la distribución.

1.1.2.1. Protecciones

Las protecciones de los sistemas de potencia son una parte integral y tienen como tarea evitar la destrucción de un conjunto de equipos o dispositivos interconectados en una tarea común por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. El sistema de protecciones debe aislar la parte donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red.

1.1.2.2. Sistema de distribución

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de voltaje, ubicados generalmente en diferentes lugares.

Al referirse a distribución, corresponde a todas las partes de un sistema público de energía eléctrica, entre las subestaciones de distribución y los equipos de la entrada de servicios de los consumidores. En general un sistema típico de distribución se puede hacer varias subdivisiones.

- Circuitos de transmisión
- Subestaciones de distribución
- Circuitos primarios o alimentadores
- Transformadores de distribución
- Circuitos secundarios
- Ramales de acometida

1.1.3. Características teóricas

Un buen servicio de un sistema de distribución de energía eléctrica, se refiere a las características técnicas que conlleva dicho sistema para mantener tanto la continuidad del servicio de energía como a la calidad del producto suministrado.

1.1.3.1. Clasificación de los sistemas de distribución

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se pueden clasificar en:

- Industrial
- Comercial
- Residencial Urbano
- Residencial Rural

1.1.3.1.1. Sistemas de distribución industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel y otras; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alto voltaje. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

1.1.3.1.2. Sistemas de distribución comerciales

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

1.1.3.1.3. Sistemas de distribución residencial urbana

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

1.1.3.1.4. Sistemas de distribución residencial rural

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo de la red de distribución. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

1.1.3.2. Componentes de protección

En los diferentes sistemas de protección, intervienen una amplia gama de componentes. A continuación se describen brevemente algunos de los componentes de uso más común.

1.1.3.2.1. Relevadores

Cuando se presentan condiciones anormales la función principal de un relevador de protección es aislar por medio del control del disyuntor la sección en que se presenta la falla, con el mínimo de interrupción del servicio. En consecuencia, los relevadores deben diseñarse para detectar y medir condiciones anormales y para cerrar los circuitos del dispositivo de disparo.

Las dos siguientes categorías de relevadores son las de uso más común en la relevación para protección:

- a) Relevadores secundarios de acción indirecta: grupo que incluye prácticamente todas las clases de relevadores, los de corriente, voltaje, potencia, impedancia, reactancia y frecuencia, sean mínimos y máximos;
- b) Relevadores primarios de acción directa: grupo de relevadores de sobre corriente y de bajo voltaje diseñados para operar instantáneamente o con atraso. Estos son principalmente relevadores del tipo electromagnético, asociados a los mecanismos de operación de disyuntor.

1.1.3.2.2. Disyuntores

Los disyuntores de los diversos tipos se instalan en todos los circuitos de energía para abrirlos y cerrarlos en condiciones normales de carga y en condiciones de falla. Los disyuntores deben corresponder a los valores nominales de corriente y voltaje y a la capacidad de interrupción en MVA, así como también las condiciones de carga y de falla de energía en el punto específico del circuito al que están incorporados. Para aislar una falla del sistema de potencia se requieren uno o más disyuntores asociados al sistema de protección.

El tiempo de operación del disyuntor depende de su diseño y, por lo general, fluctúa entre 0.05 y 0.25 segundos.

1.1.3.2.3. El disparo y otros suministros auxiliares

Es evidente que, para la operación de los relevadores y de los disyuntores, se requiere una fuente de potencia diferente a la del circuito de suministro que se está protegiendo. Los esquemas de relevadores de protección y de control automático, utilizan dos clases de suministro auxiliar: c.d. y c.a.

El suministro auxiliar de potencia en c.d. se provee por medio de acumuladores que se mantienen continuamente cargados por algún tipo de sistema alimentador o por un cargador. Por lo general, el voltaje de la fuente de energía auxiliar se mantiene a 110V. De los elementos de los circuitos auxiliares de suministro de energía, los más importantes son los relevadores de protección, los circuitos de control automático y los circuitos de disparo de los disyuntores.

El suministro auxiliar de c.a. para el esquema de relevadores de protección, se deriva principalmente de los transformadores de corriente.

1.1.3.2.4. Transformador de corriente (TC)

Las corrientes de los circuitos primarios, que son de gran magnitud, se reducen a los valores adecuados para la operación de los relevadores con la ayuda de los transformadores de corriente (TCs). En consecuencia, los transformadores de corriente, en esencia, aíslan los circuitos secundarios (relevadores) de los circuitos primarios (o de potencia), y proveen en el secundario corrientes que son proporcionales a las del nivel primario. El devanado del primario del TC se conecta en serie con la carga y conduce las corrientes reales del sistema de potencia (normales y de falla).

El secundario se conecta al circuito de medición o al relevador, los cuales, junto con la impedancia del transformador y la resistencia de las terminales, constituyen la carga del transformador.

1.1.3.2.5. Transformadores de voltaje o potencial (TP)

En el caso de los sistemas de alto voltaje, no es posible conectar las bobinas de voltaje de los dispositivos de protección directamente al sistema; por lo tanto, es necesario reducir el voltaje y, además, aislar el equipo de protección del circuito primario de energía. Esto se logra usando un transformador de voltaje (TV), conocido también como transformador de potencial (TP), similar a un transformador de energía.

1.1.3.3. Utilización de relevadores en sistemas de protección

Los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales tales como las fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez defectos del sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propaguen al resto del sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consiste, pues, en prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas. Sólo puede actuar después de que ésta se ha presentado.

1.1.3.3.1. Cualidades esenciales de la protección

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condición de falla, debe llenar cuatro requisitos básicos:

- Confiabilidad
- Selectividad
- Rapidez de operación y
- Discriminación

1.1.3.3.1.1. Confiabilidad

Confiabilidad es un término cualitativo. Cuantitativamente, puede expresarse como la probabilidad de falla. Incluso, la falla puede ocurrir en el sistema de protección, y también puede deberse a defectos en los disyuntores. Por lo tanto, todo componente y circuito relacionados con la eliminación de una falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla. Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo calculado, mediante diseños inherentemente confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo. Al considerar la confiabilidad, no debe omitirse la calidad del personal, porque las equivocaciones de éste se cuentan entre las causas más frecuentes de falla. Algunas de las características de diseño y manufactura que hacen que los relevadores sean inherentemente confiables son: altas presiones de contacto, alojamientos o cajas a prueba de polvo, juntas bien ajustadas y bobinas impregnadas. Las precauciones en la manufactura y en el ensamble reducen la probabilidad de falla.

1.1.3.3.1.2. Selectividad

Esta es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedando intactas las restantes secciones en buen estado. La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtiene graduando los ajustes de la protección de las diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Los sistemas de protección que en principio son absolutamente selectivos, se le conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los sistemas no unitarios.

1.1.3.3.1.3. Rapidez de operación

Se requiere que los relevadores de protección sean de acción rápida, por las siguientes razones:

- No debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación;
- Los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado;
- Una falla persistente hace bajar el voltaje y ocasiona desconexiones o falla de operación, principalmente en instalaciones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, más carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia, sin que haya pérdida sincrónica.

1.1.3.3.1.4. Discriminación

La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla, si esta ocurre dentro de su propia zona debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes condiciones de falla. Un relevador debe poder diferenciar una falla de una sobrecarga. En el caso de los transformadores, la llegada violenta de corriente magnetizante puede ser comparable a la corriente de falla, al ser de 5 a 7 veces la corriente a carga total y el relevador no debe operar con tales corrientes. En los sistemas interconectados, hay oscilaciones de energía, que también deben ser ignoradas por el relevador. Esta discriminación entre fallas y las sobre corrientes, puede ser una característica inherente del relevador, o bien, puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como el relevador de voltaje mínimo.

1.1.4. Fallas eléctricas en la red (cortocircuitos)

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción del aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las redes a tierra que rodeen a los conductores.

Es inevitable que en una red tan grande como lo es un sistema de potencia constituido por generadores, interruptores, transformadores, circuitos de transmisión y de distribución, no ocurra alguna falla. La probabilidad de que se presente una falla o una condición anormal en las redes de distribución es mayor simplemente porque, como ya se mencionó, su longitud y exposición a la atmósfera son grandes.

Antes de proceder al estudio de las diversas causas de falla, conviene clasificarlas en función de su origen:

- La interrupción puede ocurrir con voltaje normal a causa de 1) el deterioro del aislamiento, y 2) el daño debido a hechos impredecibles, como el que se posen pájaros sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por serpientes, cuerdas de barriletes, ramas de árboles, etc;
- La interrupción puede ocurrir por voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el voltaje normal. Esto sucede ya sea 1) por variaciones ocasionadas por los interruptores o 2) por variaciones causadas por rayos.

El tipo de falla más común, y también el más peligroso, es el cortocircuito, el cual puede ocasionar cualquiera de las siguientes fallas:

- Gran reducción del voltaje de la línea en una parte importante del sistema. Esto conduce a la interrupción del suministro eléctrico a los consumidores;
- Daños a los elementos eléctricos del sistema;
- Daños a otros aparatos del sistema, debido a sobrecalentamiento y a fuerzas mecánicas anormales;
- Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que incluso pueden ocasionar un paro completo del sistema de potencia;
- Marcada reducción en el voltaje, que a veces puede ser tan grande que hace que fallen los relevadores;
- Considerable reducción en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al sistema que está fallando.

Los cortocircuitos no son frecuentes y, cuando se producen, apenas duran unas décimas de segundo, pero sus consecuencias son tan graves e imprevisibles que obligan a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección.

La mayor parte de las normas de protección de las instalaciones eléctricas nos indican que no sólo deben considerarse las corrientes y voltajes debidos a las cargas de servicio, sino también las debidas a sobrecargas producidas por los cortocircuitos. Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas, además, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de voltajes e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes.

Este comportamiento de los cortocircuitos se hace especialmente peligroso en contactos con las personas, pudiendo ocasionar lesiones de gravedad y causar daños en los instrumentos o máquinas de las instalaciones afectadas. Es, por tanto, de suma importancia conocer los valores que en un punto determinado del circuito puedan adoptar las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, ya que sólo de esta forma será posible proteger eficazmente a las personas e instalaciones de tan graves consecuencias.

1.1.4.1. Tipos de cortocircuito

Cuatro son los tipos de cortocircuitos más frecuentes que pueden darse en una red eléctrica y a continuación se indican las características de estos cortocircuitos, así como su importancia y repercusiones que ejercen en las instalaciones a las que afectan.

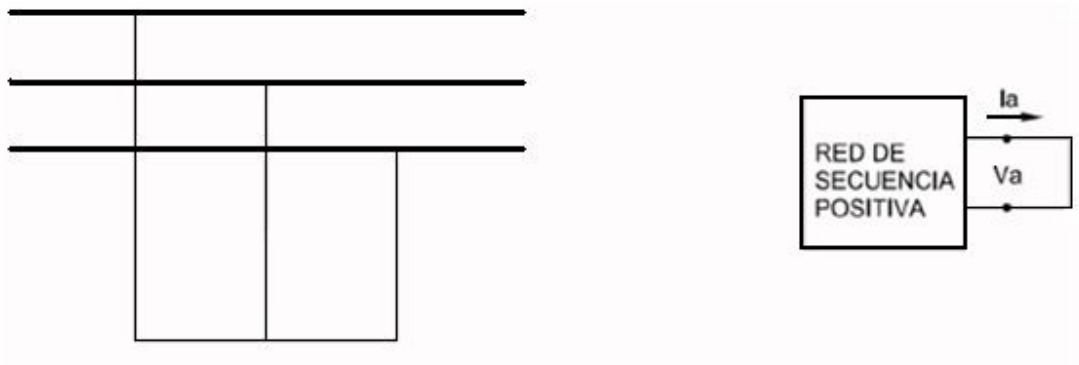
1.1.4.1.1. Cortocircuito trifásicos

Los cortocircuitos trifásicos son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual.

Los voltajes en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si está aislado de ella, son nulas, presentando las intensidades igual módulo pero con argumentos desfasados 120° .

Es uno de los cortocircuitos más violentos y de obligado cálculo. Al ser un sistema equilibrado, para su cálculo sólo será necesario utilizar la red de secuencia directa o positiva. En la figura 1, se muestra este tipo de cortocircuito.

Figura 1. **Cortocircuito trifásico**



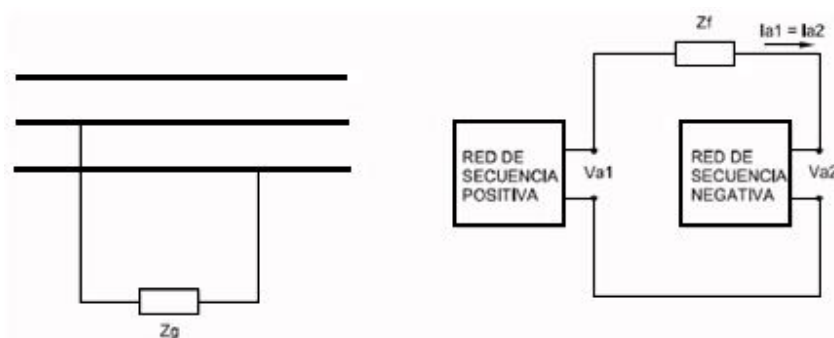
Fuente: Ing. Gilberto Carrillo Caicedo, Protecciones eléctricas.

1.1.4.1.2. **Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra**

Generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que las del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falla pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.

Al presentarse en dos de las tres fases del sistema como se muestra en la figura 2, este cortocircuito ya no es equilibrado, obligando su cálculo a la utilización tanto de la red de secuencia directa como a la red de secuencia inversa o negativa.

Figura 2. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

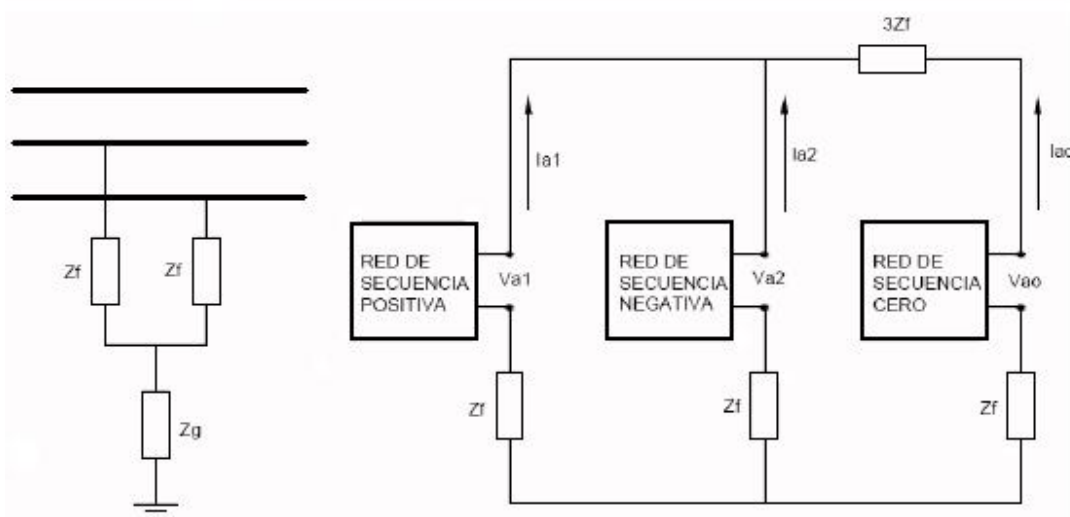


Fuente: Ing. Gilberto Carrillo Caicedo, Protecciones eléctricas.

1.1.4.1.3. Cortocircuito bifásico con contacto a tierra

Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso, con pérdida de energía hacia tierra, como se muestra en la figura 3. Es necesario considerar para este fallo, además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar ó cero.

Figura 3. Cortocircuito bifásico con contacto a tierra



Fuente: Ing. Gilberto Carrillo Caicedo, Protecciones eléctricas.

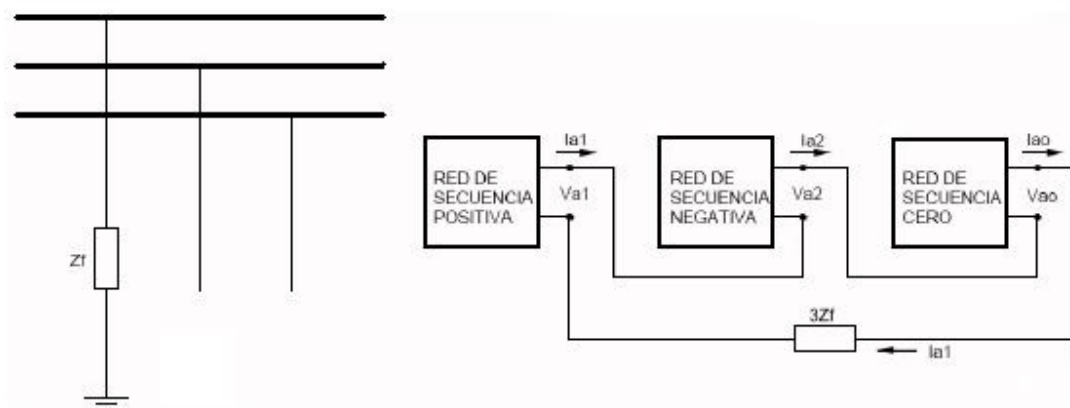
1.1.4.1.4. Cortocircuito monofásico a tierra

Este es el cortocircuito más frecuente, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor.

Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las corrientes a tierra, voltajes de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar. En la figura 4, se muestra este tipo de cortocircuito.

Para su cálculo, al ser desequilibrado, son necesarias las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar).

Figura 4. Cortocircuito monofásico a tierra



Fuente: Ing. Gilberto Carrillo Caicedo, Protecciones eléctricas.

1.2. Protecciones en sistemas de distribución

1.2.1. Fusibles (cortacircuitos)

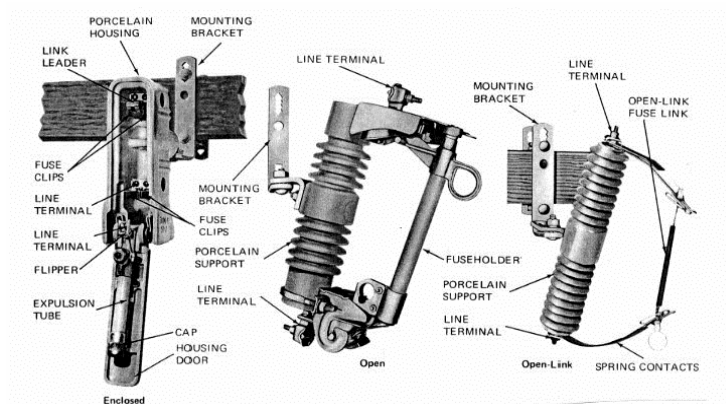
El fusible es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuitos o sobrecargas.

Los fusibles de distribución pueden clasificarse en los siguientes tipos:

- Encerrados
- Abiertos
- De cinta abiertos
- De aceite
- De arena

Los fusibles de aceite son usados principalmente en instalaciones de distribución subterránea, la cual se puede aplicar poco, por lo que no serán tratados en este documento. La figura 5 muestra los fusibles típicos.

Figura 5. Fusibles típicos



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

Muchos fusibles cortacircuitos operan bajo el principio de expulsión, emplean un arco confinado en un tubo de fibra desionizante y una cinta fusible. Para interrumpir las corrientes de falla, el forro de fibra es calentado cuando el elemento fusible se funde, emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo.

El arco es estirado, comprimido y enfriado dentro del tubo expulsando partículas arco sostenido. El restablecimiento del arco de las corrientes de falla, después que la corriente pasa a través del punto cero, es impedido por los gases desionizantes, por la presión extrema y la turbulencia del gas, que incrementan la fuerza dieléctrica del vacío en el tubo. Los gases a alta presión, expulsan iones del soporte del arco.

Los cortacircuitos encerrados, abiertos y abiertos de cinta, difieren en apariencia externa y método de operación. Los cortacircuitos encerrados tienen terminales sujetadoras del fusible y agarradores montados completamente dentro de una cubierta aislante. Los cortacircuitos abiertos, como su nombre lo indica tienen estas partes completamente expuestas. Los cortacircuitos abiertos de cinta no tienen integrado el agarrador del fusible y el tubo donde se confina el arco está incorporado en el fusible.

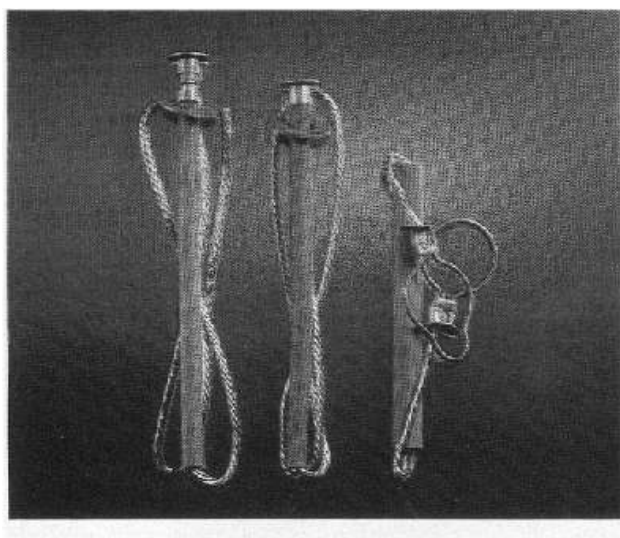
Las características de un fusible cortacircuito varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga.

1.2.1.1. Fusibles de distribución

Un fusible de distribución está construido por tres partes básicas: botón, elemento fusible y conductor.

Estos fusibles garantizan efectiva protección contra sobrecargas a sistemas y equipos. Además de brindar protección a los equipos, pueden ser coordinados con otros dispositivos de protección para seccionamiento con el fin de aislar circuitos parciales de sus alimentadores. En la figura 6 se muestran los tipos de cintas fusibles.

Figura 6. **Tipos de cintas fusibles**



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

1.2.1.2. Operación

Al estudiar la clasificación de los fusibles y sus principales elementos, es necesario también saber sus características y como operan estos elementos de protección.

1.2.1.2.1. Corriente de interrupción

Cuando un fusible es instalado en un cortacircuito y éste es conectado en una línea de distribución, el fusible está listo para funcionar como un dispositivo de protección.

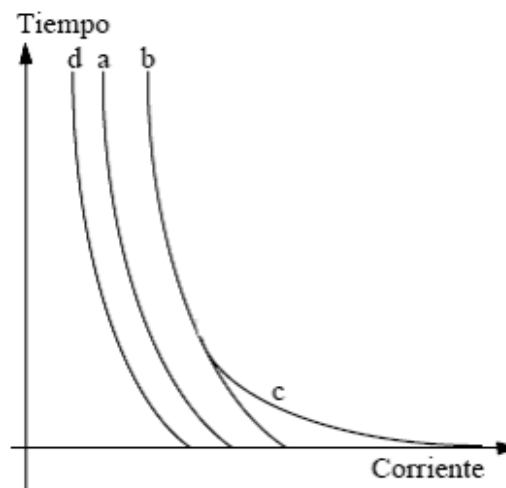
Cuando una falla ocurre, el elemento fusible se funde debido a la corriente de falla. En este momento se establece un arco que provee el camino para las corrientes de falla fluyan; dicho arco debe de extinguirse rápidamente para prevenir daños el sistema y al equipo.

La extinción del arco en el fusible depende del principio de expulsión. Aunque el tubo en el fusible ayuda a la extinción del arco y a interrumpir la corriente, especialmente las bajas corrientes de falla, el fusible queda como el dispositivo básico de interrupción.

1.2.1.2.2. Relaciones de Tiempo-Corriente

Las relaciones para fundición de mínimo y máximo tiempo de apertura, están determinados por datos de prueba de las características de Tiempo-Corriente.

Figura 7. **Característica de fundición de los fusibles**



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la figura 7.

- a) Curva de tiempo mínimo de fusión: relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde;
- b) Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento: se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a);
- c) Curva de tiempo total para la extinción del arco: se obtiene adicionando a la curva b), el tiempo necesario para la completa extinción del arco;
- d) Curva tiempo-corriente de corta duración: relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a).

En las siguientes tablas se muestran la corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA y la capacidad de corriente permanente de diversos tipos de elementos fusibles.

Tabla I. Corriente de cortocircuito y tiempo de fusión según NEMA

% Impedancia	Corriente efectiva de cortocircuito simétrico	Tiempo (seg)
4% o menos	25.0 I nominal	2
5%	20.0 I nominal	3
6%	19.6 I nominal	4
7% o más	14.3 o menos veces la I nominal	5

Fuente: Mason, C. Russel. *The art and science of protective relaying*.

Tabla II. **Capacidad de corriente permanente de diversos tipos de elemento fusible según NEMA**

<i>H Rating</i>	<i>Continuos Current (A)</i>	<i>N Rating</i>	<i>Continuos Current (A)</i>	<i>EEI-NEMA K or T Rating</i>	<i>Continuos Current (A)</i>	<i>EEI-NEMA K or T Rating</i>	<i>Continuos Current (A)</i>
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
<i>N Rating</i>		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150	* Only when used in a 100 or 200 ampere cutout			
15	15	200	200	+ Only when used in a 200 ampere cutout			
20	20			Limited by continuous current rating of cutout			

Fuente: Mason, C. Russel. *The art and science of protective relaying*.

1.2.1.3. Clases de fusibles

Por muchos años el intercambio mecánico ha sido posible con fusibles universales de todas marcas. *Edison Electrical Institute* (EEI) conjuntamente con el *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) normalizaron, especificaron las clases y características de Tiempo-Corriente, habiendo establecido intercambios para todos los fusibles de la misma clase. Los fusibles que cumplen estas normas son llamados fusibles EEI-NEMA.

Los rangos de corriente de estas cintas fusibles universales están divididos en las tres categorías siguientes:

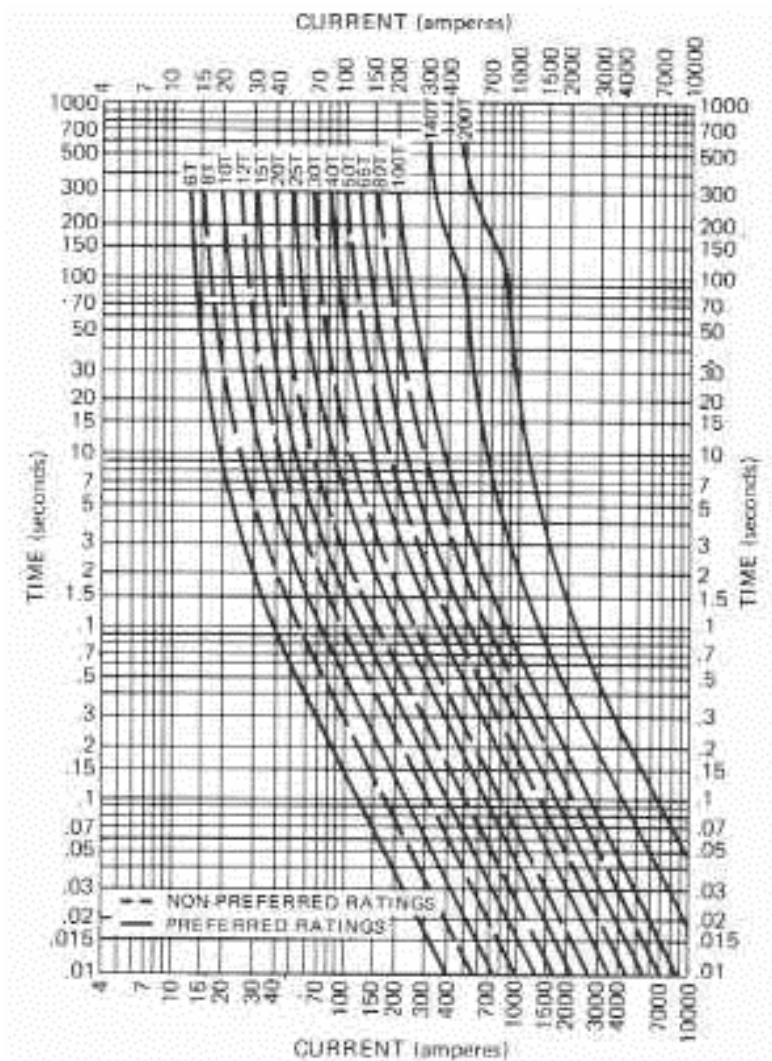
Preferidos: 6, 10, 15, 65, 100, 140, 200 amperios

No preferidos: 8, 12, 20, 30, 50, 80 amperios

Menores de 6 amperios: 1, 2, 3, 5 amperios

Cada serie provee el mismo rango de coordinación entre fusibles adyacentes. Las curvas típicas de los fusibles son mostradas en la figura 8.

Figura 8. **Curvas típicas de fusibles**

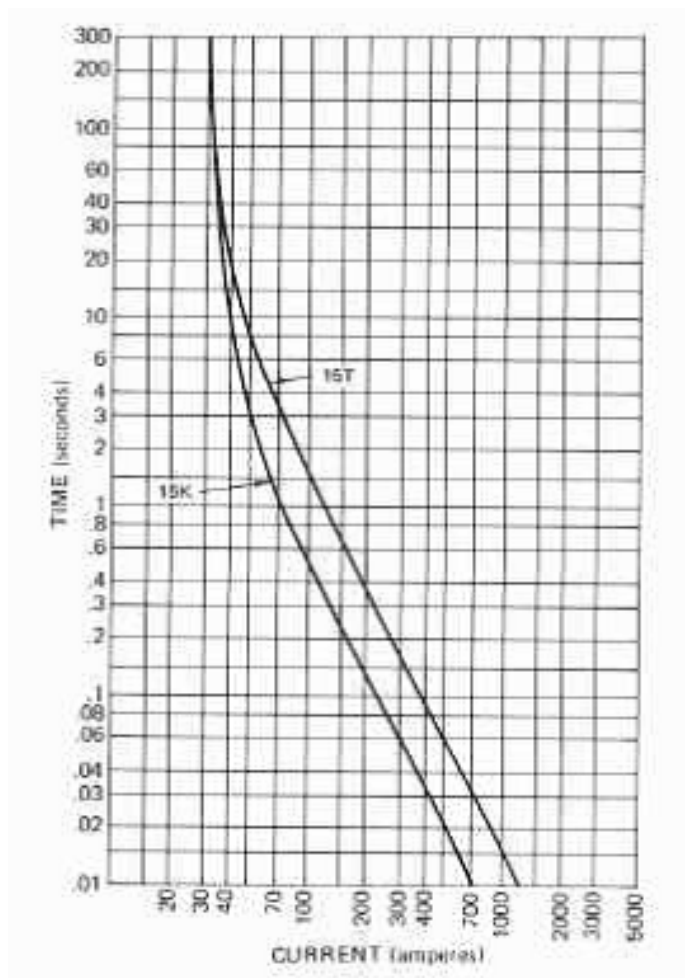


Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

1.2.1.3.1. Fusibles rápidos y lentos

Las normas EEI-NEMA, dividen los fusibles en dos tipos: rápidos y lentos, designados por las letras K y T, respectivamente; las cintas K y T de la misma clase tienen idénticos puntos a 300 segundos, pero como se muestra en la figura 9, tienen diferentes curvas Tiempo-Corriente.

Figura 9. Curvas para fusibles K y T



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

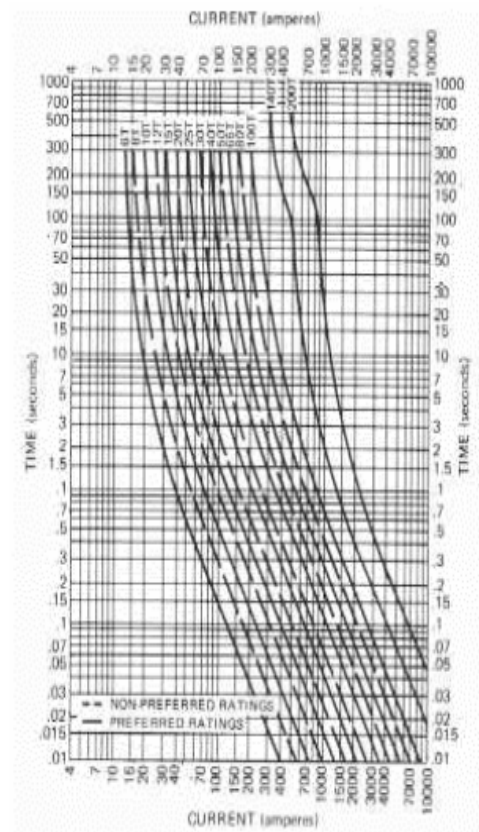
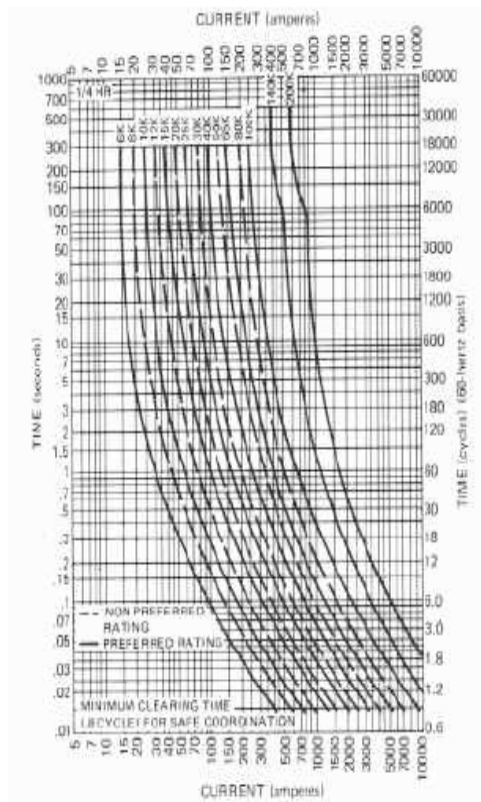
1.2.1.3.2. Estandarización de curvas tiempo-corriente (EEI-NEMA)

Rangos normalizados: las características tiempo-corriente de los fusibles, según EEI-NEMA consideran tiempos desde 0,01 a 300 segundos para fusibles con corrientes nominales de 100 A o menos y de 0,01 a 600 segundos para fusibles con corrientes nominales por sobre 100 A. La figura 10 muestra las curvas de tiempo máximo de aclaramiento (*Maximum clearing time*) para fusibles de tipo K y figura 11 las de tiempo mínimo de fusión (*minimum melting time*) para fusibles de tipo T.

Razón de velocidad de fusibles: Se define como el cociente entre la corriente mínima de fusión en 0,1 segundos y la corriente mínima de fusión en 300 segundos para capacidad nominal de 100 A o menos y 600 segundos para capacidades nominal sobre 100 A. De acuerdo con esto, un fusible rápido (por ejemplo uno tipo K para distribución) es el que tiene una razón de velocidad de 6 a 8 y un fusible lento (tipo T, por ejemplo) es el que tiene una razón de velocidad de 9 a 12. Las curvas de los fusibles lentos se asemejan a las de calentamiento de los transformadores por lo que pueden usarse convenientemente en la protección de ellos. Las figuras 12 y 13 comparan las curvas de tiempo mínimo de fusión de fusibles 15K y 15T y de tiempo mínimo de fusión y máximo de aclaramiento de un fusible tipo K, respectivamente.

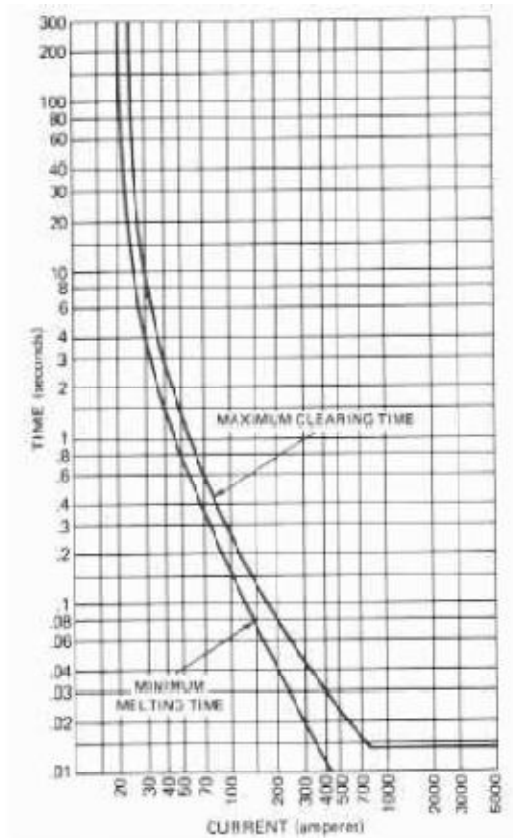
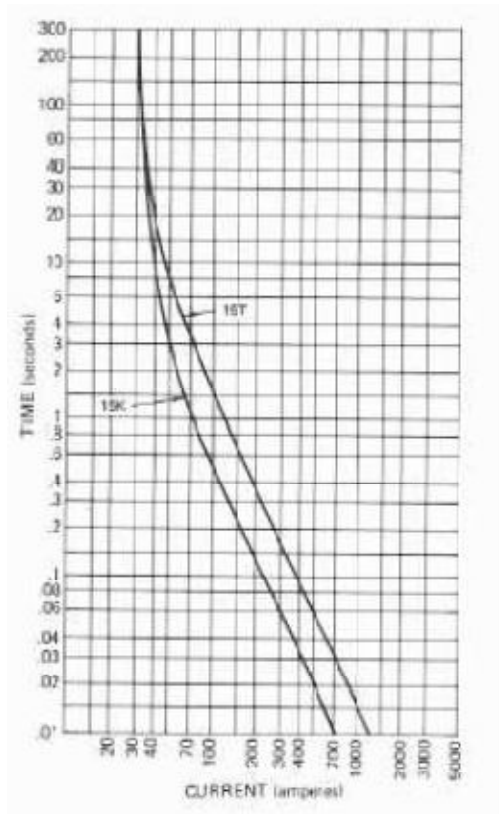
Construcción del elemento fusible: La seguridad de un fusible está dada por el elemento fusible. Por tal motivo, el control de la corriente por éste debe ser muy riguroso. Normalmente, el elemento fusible está constituido por un hilo de plata, una unión de estaño o, más comúnmente, por la combinación física plata-estaño (ejemplo: un tubo de plata rodeado de un alambre de estaño (*“time lag”*)). De esta forma, los puntos de tiempo rápido (alta corriente) de las curvas “tiempo-corriente de fusión” están determinados por la acción de uno de los elementos y los puntos de tiempo lento (baja corriente) por la acción del otro elemento.

Figuras 10 y 11. Curvas de tiempo máximo de aclaramiento para fusibles tipo K y curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T respectivamente



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

Figuras 12 y 13. Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo K y T del mismo rango y curvas típicas de corriente tiempo para un fusible 10K respectivamente



Fuente: L. Brand, J. Moncada, Protecciones de sistemas eléctricos.

1.2.2. Reconectores automáticos

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 95 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta a lo más algunos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son: contacto de líneas empujadas por el viento, ramas de árboles que tocan líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que cortocircuitan una línea con una superficie conectada a tierra. Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, (especialmente en el caso de zonas rurales) ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que a su vez, en forma automática reconecte el sistema; este dispositivo es el reconector automático.

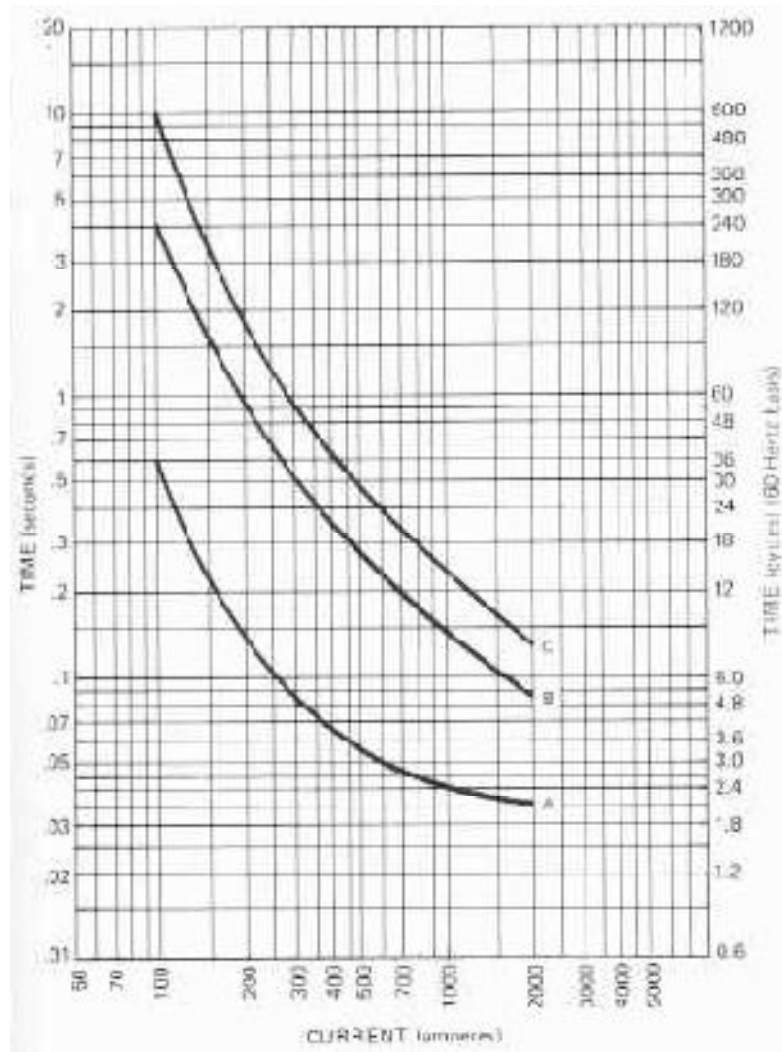
El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones (generalmente tres o cuatro), de modo que aísla la sección del sistema.

La tarea principal de un reconectador es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si la falla es de carácter permanente.

1.2.2.1. Secuencia de operación

Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, como las que se muestran en la figura 14. Cada punto de la curva características representa el tiempo de aclaramiento del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

Figura 14. Curvas de operación de un reconectador



Fuente: McGraw-Edison Co. Power Systems Division, Distribution system protection manual.

Los reconectores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cuatro, lo que depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección y que resulte más favorable para cada caso en particular.

1.2.2.1.1. Tiempo de reconexión

Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconector permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.

1.2.2.1.2. Tiempo de reposición

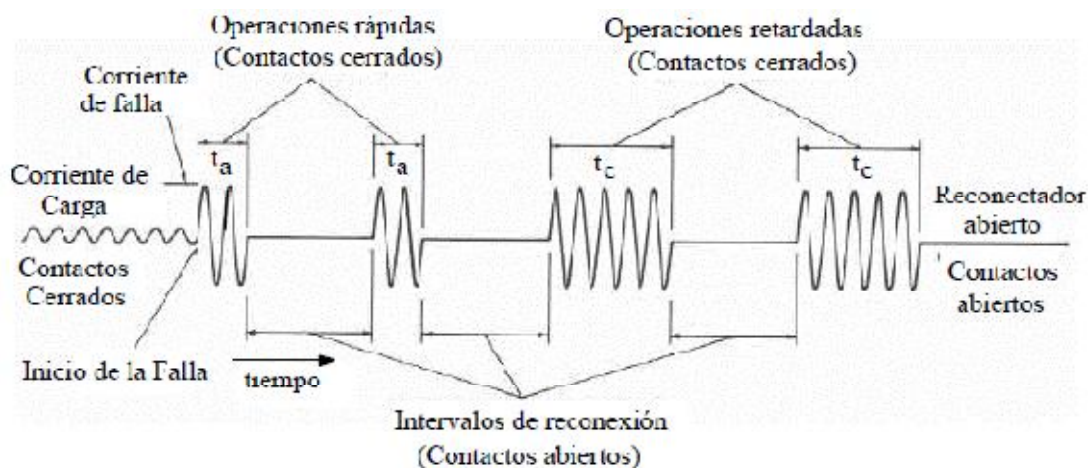
Es el tiempo después del cual el reconector repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.

1.2.2.1.3. Corriente mínima de operación

Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconector comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

La secuencia de operación típica de un reconector para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 15, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C de la figura 14, para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

Figura 15. **Secuencia de operación de un reconectador**



Fuente: McGraw-Edison Co. Power Systems Division, *Distribution system protection manual*.

Según la figura 15, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la ubicación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo “ t_a ”. Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada. Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de “ t_a ” segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de aclaramiento “ t_c ” correspondiente a la curva lenta tipo C. Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de “ t_c ” segundos abre definitivamente.

En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

1.2.2.2. Clasificación de los reconectadores

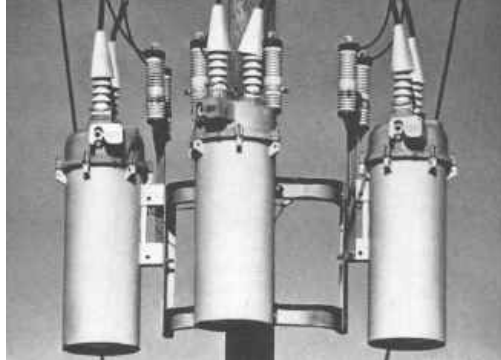
Los reconectadores automáticos pueden ser clasificados de diferentes formas, a saber: monofásicos o trifásicos; con control hidráulico o electrónico o con microprocesador; con interrupción en aceite o en vacío, con aislación de aire o aceite.

1.2.2.2.1. Reconectadores monofásicos y trifásicos

Los reconectadores monofásico (figura 16) se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques de un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases.

Los reconectadores trifásicos (figura 17) son usados cuando se requiere aislar las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos.

Figura 16. **Reconectores monofásicos**



Fuente: <http://www.cooperpower.com/Library/Literature/>, Catálogos de productos de *cooper power systems*.

Figura 17. **Reconector trifásico**



Fuente: <http://www.cooperpower.com/Library/Literature/>, Catálogos de productos de *cooper power systems*.

1.2.2.2.1.1. Apertura monofásica-bloqueo trifásico

Consta de tres reconectores monofásicos montados en un solo tanque con mecanismo de acoplamiento para el bloqueo solamente. Cada fase opera independientemente para las aperturas por sobre corriente y las reconexiones. Si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo, debido a una falla permanente, el mecanismo de acoplamiento de aperturas abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas. Se previene de esta forma la energización monofásica de cargas trifásicas. Este tipo de operación se provee para reconectores pequeños.

1.2.2.2.1.2. Apertura trifásica-bloqueo trifásico

Para cualquier tipo de falla (monofásica a tierra, bifásica o trifásica) todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de apertura. Las tres fases están mecánicamente acopladas para la apertura y la reconexión y son operadas por un mecanismo común. Los reconectores de mayor tamaño operan de este modo.

1.2.2.3. Control de los reconectores

Es básico ya que de ello depende el funcionamiento del sistema de protección.

1.2.2.3.1. Control hidráulico

El control hidráulico es usado en la mayoría de los reconectores monofásicos y en algunos reconectores trifásicos. Está construido como parte integral del reconector. Con este tipo de control, la sobre corriente es sensada por una bobina que se conecta en serie con la línea.

Cuando la sobre corriente fluye a través de la bobina, un émbolo es introducido en la bobina de apertura para abrir los contactos del reconectador. La temporización y la secuencia son logradas por el bombeo de aceite a través de 149 compartimientos o de conductos hidráulicos separados. En los reconectores pequeños, la energía necesaria para la reconexión se obtiene de resortes que son cargados por la bobina serie durante la operación de apertura. En los de tamaño mayor, el cierre se realiza mediante un solenoide distinto, que es energizado por voltaje del lado fuente del reconectador. La corriente mínima de operación en estos reconectores es de un 200% la nominal de la bobina de disparo.

1.2.2.3.2. Control electrónico

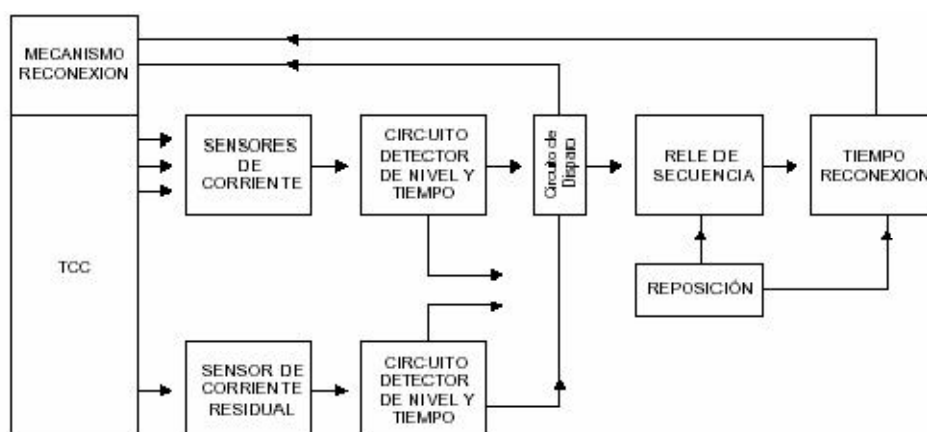
El método de control electrónico de los reconectores es más flexible, de más fácil calibración y programación que el control hidráulico. Se entrega en un gabinete separado y permite cambiar la característica tiempo-corriente, los niveles de corriente mínima de operación y la secuencia de operación, sin desenergizar o retirar el reconectador del sistema. Dispone de un amplio rango de accesorios para modificar su operación básica y resolver muchos problemas de aplicación. La figura 18 muestra un diagrama simplificado de la operación de un reconectador con control electrónico. La corriente de línea es sensada por tres T/CC tipo *bushing*. Las corrientes secundarias de estos transformadores son llevadas al control por un cable multiconductor que lleva también las señales de apertura y cierre de vuelta al reconectador. Cuando la corriente secundaria que pasa a través de los circuitos sensores en el control, excede el nivel mínimo de la corriente de apertura programada, los circuitos detectores de nivel y de tiempo se activan.

Después de un retardo de tiempo, determinado por la característica tiempo-corriente programada, el circuito de apertura es energizado y se envía una señal de apertura al reconectador.

Opera entonces un relevador de secuencia que ordena la reconexión y reajusta los circuitos para comenzar a medir el tiempo y el programa de control avanza a su siguiente secuencia preestablecida. Después que el tiempo programado para la reconexión expira, una señal de cierre es enviada al reconectador y la detección de corriente comienza otra vez. Cuando el tiempo de ajuste expira, el relevador de secuencia ajusta el programa de control a su posición inicial. El control se cerrará, inmediatamente después de una señal de apertura, si el número de operaciones de apertura programado ocurre antes que el tiempo de reajuste expire. Cuando está abierto-enclavado, el control no se reajusta ni envía una señal de cierre hasta que el reconectador sea cerrado manualmente desde el panel de control.

Los reconectores con control electrónico emplean un solenoide de cierre o un mecanismo motor para el cierre de potencia. La apertura de los contactos se consigue mediante los resortes de apertura, con el comando de apertura del control. Los resortes de apertura son cargados cuando se produce el cierre. En cuanto a la corriente mínima de operación, en estos reconectores electrónicos es de un 100% de la corriente nominal de la bobina de disparo o ajuste.

Figura 18. **Diagrama de bloques de un reconectador con control electrónico**



Fuente: <http://www.cooperpower.com/Library/Literature/>, Catálogos de productos de *cooper power systems*.

1.2.2.3.3. Medio de interrupción y aislamiento

Los reconectores utilizan aceite o el vacío como medio de interrupción. En el primer caso, el mismo aceite es usado tanto para la interrupción del arco como el aislamiento básico. Algunos reconectores con control hidráulico también utilizan el mismo aceite para las funciones de temporización y conteo.

El vacío como medio de interrupción, proporciona las ventajas de reducir el mantenimiento y minimizar la reacción externa durante el proceso de interrupción. Algunos tipos de reconectores están disponibles ya sea con interruptor en aceite o vacío. Los reconectores de vacío pueden utilizar aceite o aire como medio básico de aislamiento.

1.2.3. Seccionalizadores

El seccionizador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las fallas en las líneas de distribución. Se instala necesariamente aguas abajo de un equipo con reconexión automática. Para fallas ocurridas dentro de su zona de protección, el seccionizador cuenta las aperturas y cierres efectuadas por el equipo dotado de reconexión automática instalado aguas arriba y de acuerdo a un ajuste previo, abre en el momento en que el reconector está abierto; es decir, el seccionizador cuenta los impulsos de corriente de falla que fluyen en el sistema, ajustándose para que abra después de un determinado número de pulsos que pueden ser uno, dos o tres como máximo. Siempre debe ajustarse para un pulso menos que el número de operaciones del reconector asociado. Se usan a menudo en lugar de desconectores fusibles ramales donde es necesario reponer el servicio rápidamente y donde no se justifica el uso de otro reconector en serie. No tienen curvas características de operación tiempo-corriente y se coordinan con los reconectores, simplemente por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación.

Los requisitos básicos que deben considerarse para su adecuada aplicación son los siguientes:

- El dispositivo de protección con reconexión automática, ubicado aguas arriba del seccionizador, debe tener la sensibilidad suficiente para detectar la corriente mínima de falla en toda la zona asignada para ser protegida por él;
- La corriente mínima de falla del sector de la línea que debe ser aislada por el seccionizador debe exceder a su corriente mínima de operación;
- El seccionizador debe ajustarse como máximo para que abra en una operación menos que el dispositivo con reconexión automática ubicado aguas arriba;
- No debe excederse el valor de corriente máxima de corta duración del seccionizador;
- Puede ser usado en serie con otros dispositivos de protección, pero no entre dos reconectores.

1.2.4. Coordinación de elementos de protección de la red de distribución

En general, los conceptos básicos de coordinación de los elementos de protección en alimentadores de distribución, pueden resumirse en dos:

- El dispositivo de protección más próximo a la falla debe despejarla, sea ésta permanente o transitoria, antes que el dispositivo de respaldo, aguas arriba, opere si este no tiene reconexión automática o antes que agote las reconexiones en caso de tenerlas;
- Las interrupciones deben restringirse al mínimo en fallas permanentes, tanto en el tramo de la línea conectada como en el tiempo de duración.

1.2.4.1. Coordinación de fusibles

El fusible es normalmente usado en la protección de transformadores, por este motivo interesa su coordinación en este caso. Al proteger un transformador, el fusible podría estar coordinado con otros fusibles o con relevadores de tiempo extremadamente inverso, dado que para una buena coordinación, las curvas tiempo corriente deben ser similares. En este caso, es necesario trabajar con las curvas características tiempo-corriente tanto para los relevadores como para los fusibles, con el fin de realizar el proceso de coordinación.

Cuando se trata de coordinar solamente fusibles entre sí, se pueden utilizar sus curvas de tiempo-corriente, tal como las que se muestran en las figuras 10 y 11, para los fusibles de tipo K y T respectivamente. Sin embargo, es más cómodo trabajar con tablas de coordinación como las que se muestran en la tabla III para fusibles tipo K y en la tabla IV para fusibles tipo T. Estas tablas indican el valor máximo de la corriente de falla a la cual coordinan los fusibles respectivos y ellas están basadas en las curvas de máximo tiempo de aclaramiento del fusible local y el 75% de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo; es decir, se exige que el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible del lado fuente (de respaldo o protegido) sea mayor que el tiempo total de aclaramiento del fusible del lado carga (local o de protección).

Tabla III. Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2000	9100
140K														4000

Fuente: Mason, C. Russel. *The art and science of protective relaying.*

Tabla IV. Coordinación entre fusibles tipo T según EEI-NEMA

FUSIBLES DE PROTECCIÓN	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA DE COORDINACIÓN (AMPERES)													
6K		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8K			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10K				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12K					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15K						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20K							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25K								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30K									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40K										1700	3800	6100	9700	15200
50K											1750	4400	9700	15200
65K												2200	9700	15200
80K													7200	15200
100K													4000	13800
140K														7500

Fuente: Mason, C. Russel. *The art and science of protective relaying.*

1.2.4.2. Coordinación entre reconectores y fusibles

Se pueden distinguir dos casos, reconector-fusible y fusible-reconector. En ambos, se usa el método de trazado de curvas del reconector y del fusible, con el fin de obtener el rango de corrientes de cortocircuito en que existe coordinación.

1.2.4.2.1. Coordinación de reconectador con fusible en el lado carga (reconectador-fusible)

En este caso el reconectador deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible debe operar después de la característica rápida y antes de la lenta del reconectador, como se muestra en la figura 19. Para ello se debe cumplir lo siguiente:

- Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su característica rápida, multiplicada por el factor K1, dado por el fabricante, que se indica en la tabla V y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la de tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación.

Tabla V. Valores del Factor de corrección K1 según NEMA

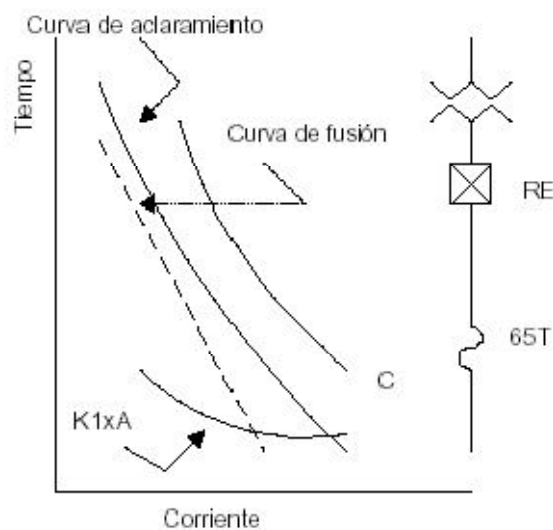
Tiempo de Reconexión (Ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25-30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.3	1.5	1.35

Fuente: Mason, C. Russel. *The art and science of protective relaying*.

Los valores de la columna “promedio” se aplican cuando las curvas rápidas son dibujadas para valores promedio y la columna “máximo”, cuando la curva rápida se grafica para valores máximos.

- Para todo el rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de aclaramiento, debe ser menor que el tiempo de operación del reconector en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el reconector deberá dejarse con a lo menos 2 operaciones lentas, para que pueda operar simultáneamente con el fusible. De esta forma, el reconector podrá reponer el servicio al resto del sistema. Además, este tiempo determina el punto de corriente mínima de coordinación.

Figura 19. **Coordinación reconector-fusible**



Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

1.2.4.2.2. **Coordinación de reconector con fusible en el lado fuente (fusible-reconector)**

En la figura 20 se muestra un caso típico de coordinación entre fusible y reconector. El fusible, en este caso, protege al sistema de fallas internas en el transformador, o en la barra de la subestación, que no pueden ser detectadas por el reconector.

Para el estudio de coordinación, en este caso es necesario considerar las fallas en el lado de carga del reconectador, para lo cual se deben referir las curvas de tiempo mínimo de fusión del fusible ubicado en el lado de alta del transformador, al lado de bajo voltaje, donde está ubicado el reconectador. Para una adecuada coordinación se debe cumplir que: la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible debe estar por sobre la curva de operación lenta del reconectador en todo el rango de corriente de cortocircuito. Esta última debe ser modificada, por un factor de corrección K2, dada en la tabla VI, antes de comparar ambas curvas ya referidas a un voltaje base común.

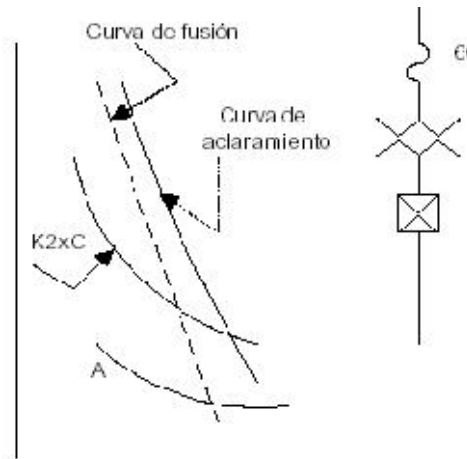
El factor K2 depende de la secuencia de operaciones elegidas en el reconectador y los tiempos de calentamiento y enfriamiento del fusible.

Tabla VI. **Valores del Factor de corrección K2**

Tiempo de Reconexión (ciclos)	Secuencia de operación		
	22	13	04
20	2.70	3.20	3.70
25	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
75	1.85	2.10	2.20
100	1.70	1.80	1.90
200	1.40	1.40	1.45
500	1.35	1.35	1.35

Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

Figura 20. **Coordinación fusible-reconector**



Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

1.2.4.3. **Coordinación entre reconector y seccionalizador**

Para coordinar un reconector con un seccionalizador no se requiere hacer análisis de curvas de tiempo-corriente debido a que el seccionalizador no tiene este tipo de curvas; sólo cuenta pulsos de corriente de falla y se ajusta para que abra luego de un determinado número de pulsos, que como máximo es uno menos que el número de operaciones del reconector ubicado aguas arriba, y en el momento en que éste está abierto.

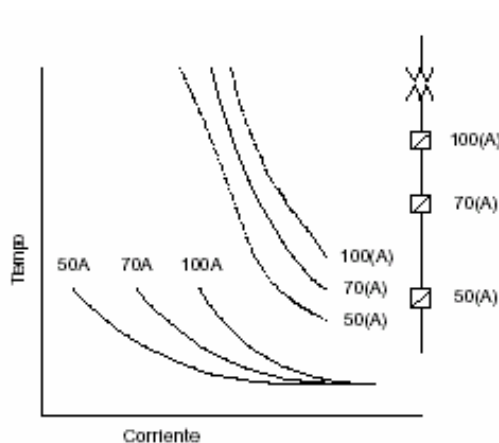
1.2.4.4. **Coordinación entre relectores**

La coordinación de relectores se puede realizar de tres formas diferentes, las cuales deben adaptarse al requerimiento de cada sistema, o la combinación de ellas, como se explica a continuación.

1.2.4.4.1. Por corrientes nominales

En este método se coordina de acuerdo a las corrientes nominales de los equipos, considerando que dichas corrientes disminuyen a medida que se aleja de la fuente. Con este método, existirá coordinación aún cuando los reconectadores tengan el mismo ajuste, que normalmente corresponde a 2 operaciones rápidas y 2 retardadas. Es prácticamente imposible que no haya operación simultánea cuando operan en curva rápida; sin embargo, se debe mantener una diferencia de por lo menos 12 ciclos entre las operaciones en curvas retardadas para asegurar una buena selectividad. Ver la figura 21.

Figura 21. **Coordinación entre reconectadores por corriente nominal**



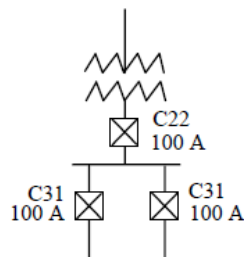
Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

1.2.4.4.2 Combinando el número de aperturas

Es posible coordinar reconectadores en serie, que tengan la misma corriente nominal, siempre que sus secuencia de operación sean diferentes, de tal manera que el reconectador ubicado más cercano a la falla, tenga una operación menos en curva lenta que el reconectador ubicado aguas arriba, de tal manera que se produzca el despeje de la falla selectivamente como se muestra en la figura 22.

Con esto se logra que ambos operen simultáneamente, pero uno de ellos agotará su secuencia de operación antes, cuando aún al otro le quede una operación más.

Figura 22. **Coordinación entre reconfiguradores combinando el número de aperturas**

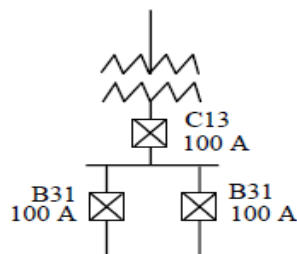


Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

1.2.4.4.3. **Combinando en curvas de operación retardadas**

En este método las corrientes de operación son idénticas y, además de tener programadas diferentes secuencias de operación, también realizan las aperturas con retardo en curvas diferentes. Esto se puede apreciar en el sistema mostrado en la figura 23.

Figura 23. **Coordinación entre reconfiguradores combinando curvas de operación retardada**



Fuente: Cristián Guevara V., Cálculo y selección de protecciones en media y baja tensión.

2. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

2.1. Generación eólica

Se entiende por energía eólica a la energía asociada al movimiento del aire.

Los generadores eléctricos eólicos son máquinas que convierten la energía mecánica de rotación disponible en el eje de un motor, impulsado por el viento, en energía eléctrica.

Los generadores eléctricos, entre ellos los accionados por motores eólicos instalados en las llamadas granjas eólicas o parques eólicos, aportan energía a un sistema eléctrico interconectado.

Actualmente, este tipo de energía se aprovecha principalmente para la producción de electricidad. Los centros donde se realiza esta transformación son las centrales eólicas.

2.1.1. Centrales eólicas

Una central eólica es un complejo eléctrico cuyo elemento principal es un conjunto de aerogeneradores distribuidos de tal forma que se aprovechen al máximo las corrientes de aire. Sus componentes principales son los aerogeneradores y aeroturbinas, los accesos, las torres, las edificaciones y el sistema eléctrico.

2.1.1.1. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son las máquinas que transforman la fuerza cinética del viento en energía mecánica de rotación y luego esta se transforma en electricidad. Reciben varios nombres: turbinas eólicas, aerogeneradores y, por la historia de sus predecesores, también se les conoce como molinos de viento.

Se dividen en dos grupos:

- Eje vertical: los aerogeneradores de eje vertical prácticamente casi no se construyen pues su tecnología se quedó estancada al no ser capaces de crecer en el aprovechamiento del viento;
- Eje horizontal: los aerogeneradores de eje horizontal, a diferencia de los anteriores, aprovechan más el viento. La altura donde se consigue situar el eje que mueve el generador es muy superior a los anteriores y ahí radica que estas turbinas eólicas sean las más utilizadas en la actualidad, pues su tecnología sigue creciendo no solo por la altura sino por la calidad y medios mejorados de los componentes que se utilizan en la generación de electricidad.

2.1.1.1.1. Principio de funcionamiento

El principio básico del funcionamiento de cualquier generador eólico puede escribirse analizando la interacción del viento con las palas.

- El viento ejerce una acción dinámica sobre las palas que se manifiesta como un sistema de fuerzas “normales” y “tangenciales”. El momento de estas fuerzas con respecto al eje geométrico del rotor es el momento motor que produce la rotación del rotor;

- Este movimiento de rotación es transmitido al eje del generador eléctrico, y éste transforma la energía mecánica de rotación en energía eléctrica. La energía eléctrica generada puede ser consumida en forma directa o bien en forma indirecta, acumulándola primero para consumirla después.

2.1.1.2. Generador

La función del generador es transformar la energía mecánica en energía eléctrica. En función de la potencia del aerogenerador se utilizan dinamos (son generadores de corriente continua y se usan en aerogeneradores de pequeña potencia, que almacenan la energía eléctrica en baterías) o alternadores (son generadores de corriente alterna).

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna.

Las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el deslizamiento del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga).

El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par de torsión varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par de torsión máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

Para conectar este tipo de generador a la red, se precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar.

Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente magnetizante necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se ponga en marcha la turbina (en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diesel, para arrancar el sistema).

2.1.1.3. Sistema de control eléctrico

Tiene la función de conectar la central con los puntos de distribución de energía eléctrica. Se compone de transformadores, sistemas generales de control y sistemas de telemando.

2.1.1.3.1. Transformadores

Son los encargados de que el voltaje de salida hacia la red sea el adecuado.

2.1.1.3.2. Elementos de control

Son los que se ocupan de que las condiciones de seguridad y el funcionamiento de la estación sean los correctos. Entre los sistemas de control destacan los equipos de medición de energía, las baterías, los condensadores, los sensores que informan del estado de la máquina y otros.

2.1.1.3.3. Elementos de telemando

Una instalación eólica está conectada a un centro de operaciones al que llegan todos los datos referentes al comportamiento de los sistemas de la central.

Gracias a este sistema de telemando informatizado se pueden localizar posibles errores, comprobar parámetros de generación o disminuir las horas de mantenimiento.

2.1.1.4. Sistemas eléctricos

Tienen la función de generar energía eléctrica y poner en funcionamiento los sistemas auxiliares (sistema hidráulico de orientación de las palas, resistencias, sistema electrónico, iluminación, etc.).

Estos sistemas eléctricos están formados por el generador y los elementos anexos a éste (interruptor, contador), y los elementos que, aunque no generan directamente energía eléctrica, están implicados en este proceso (condensadores, microprocesadores, fuentes de alimentación, etc.).

2.2 Generadores solares (fotovoltaicos)

Los generadores solares son aquellas fuentes de energía que constituyen una fuente de abastecimiento inagotable por proceder de forma directa o indirecta del Sol y que de forma periódica se ponen a disposición del hombre, es decir, se renuevan de forma continua.

2.2.1. Principio de funcionamiento

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares.

2.2.1.1. Aplicaciones

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Instalaciones aisladas de la red eléctrica
- Instalaciones conectadas a la red eléctrica

En el primer tipo, la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. Es el caso de aplicaciones como la electrificación de:

- Viviendas alejadas de la red eléctrica convencional, básicamente electrificación rural;

- Servicios y alumbrado público: iluminación pública de parques, calles, monumentos, paradas de autobuses, refugios de montaña, alumbrado de vallas publicitarias, etc. Con la alimentación fotovoltaica de luminarias se evita la realización de zanjas, canalizaciones, necesidad de adquirir derechos de paso, conexión a red eléctrica, etc.;
- Aplicaciones agrícolas y de ganado: bombeo de agua, sistemas de riego, iluminación de invernaderos y granjas, suministro a sistemas de ordeño, refrigeración, depuración de aguas, etc.;
- Señalización y comunicaciones: navegación aérea (señales de altura, señalización de pistas) y marítima (faros, boyas), señalización de carreteras, vías de ferrocarril, repetidores y reemisores de radio y televisión y telefonía, cabinas telefónicas aisladas con recepción a través de satélite o de repetidores, sistemas remotos de control y medida, estaciones de tomas de datos, equipos sismológicos, estaciones meteorológicas, dispositivos de señalización y alarma, etc.

En cuanto a las instalaciones conectadas a la red se pueden encontrar dos casos:

- Centrales fotovoltaicas, (en las que la energía eléctrica generada se entrega directamente a la red eléctrica, como en otra central convencional de generación eléctrica);
- Sistemas fotovoltaicos en edificios o industrias, conectados a la red eléctrica, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica. También es posible entregar toda la energía a la red; el usuario recibirá entonces la energía eléctrica de la red, de la misma manera que cualquier otro usuario.

2.2.2. Módulos fotovoltaicos

Conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células interconectadas.

En general las células tienen potencias nominales próximas a 1Wp, lo que quiere decir que con una radiación de 1000 W/m² proporcionan valores de voltaje de unos 0.5 V y una corriente de unos 2 amperios.

Para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células con la finalidad de obtener el voltaje y la corriente requeridos. Para tener más voltaje hay que conectar varias células en serie. Conectando 36 (dimensiones normales, 7.6 cm de diámetro) se obtienen 18 V, voltaje suficiente para hacer funcionar equipos a 12V, incluso con iluminaciones mucho menores de 1kW/m².

La unidad básica de las instalaciones fotovoltaicas es, pues, la placa fotovoltaica, que contiene entre 20 y 40 células solares; estas placas se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12V, 14V, etc.). En la figura 24 se muestran diferentes módulos solares fotovoltaicos.

Figura 24. **Módulos solares fotovoltaicos**



Fuente: www.Biodisol.com.

2.2.3. Sistemas fotovoltaicos

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos utilizados para captar y transformar la energía solar en energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- Aislados
- Conectados a la red

Los sistemas aislados, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el sistema fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche. Durante la fase de insolación es, por tanto, necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

Los sistemas conectados a la red, en cambio, normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red.

Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

La tarea de los sistemas conectados a la red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía.

La estructura física de un sistema fotovoltaico (aislado o conectado a la red) puede ser muy diferente, pero normalmente se pueden distinguir tres elementos fundamentales:

- El panel fotovoltaico
- Sistema de acondicionamiento de la potencia
- Sistema de adquisición de datos

Es necesario tener en cuenta que en el caso especial de sistemas sin acumulación conectado a la red, es la red misma la que desempeña la tarea de acumulador, de capacidad infinita. La carga la representa, en cambio, el usuario conectado a la red.

2.2.3.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico conectado a la red son:

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica
- Contador de energía bidireccional

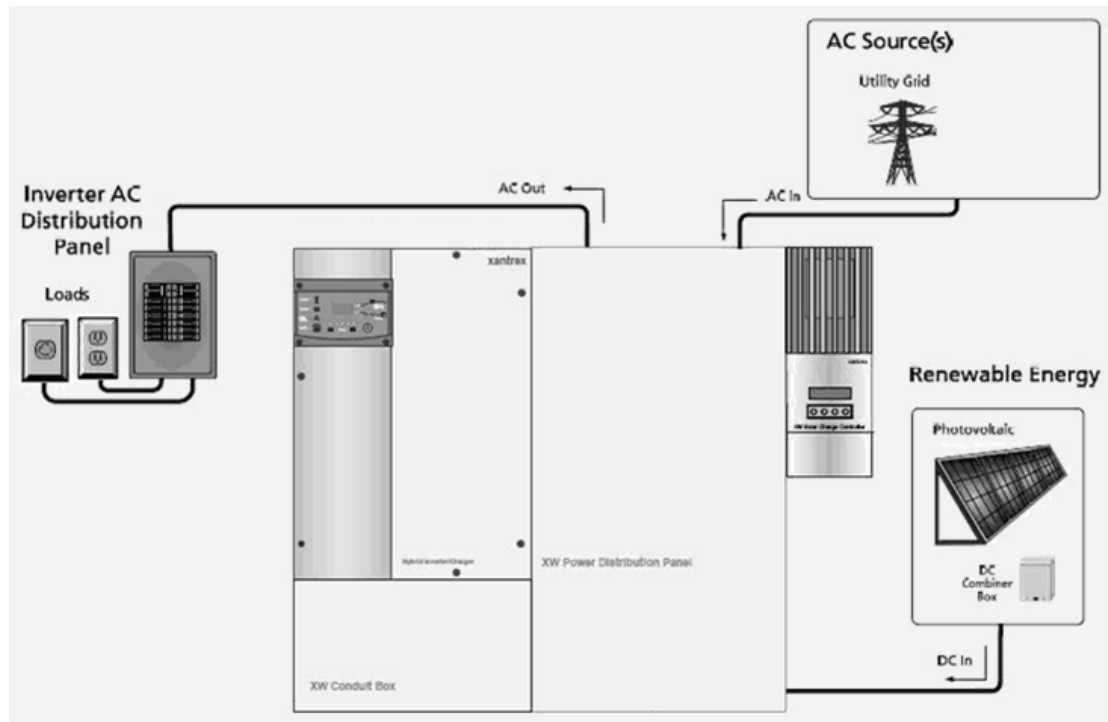
El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V,..) en energía alterna (generalmente 120/240V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

Finalmente, el contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su período de funcionamiento. En la figura 25 se muestra un esquema indicativo de sistema conectado a la red.

Figura 25. Esquema eléctrico indicativo de un sistema fotovoltaico conectado a la red



Fuente: www.energiaecologica.mx.

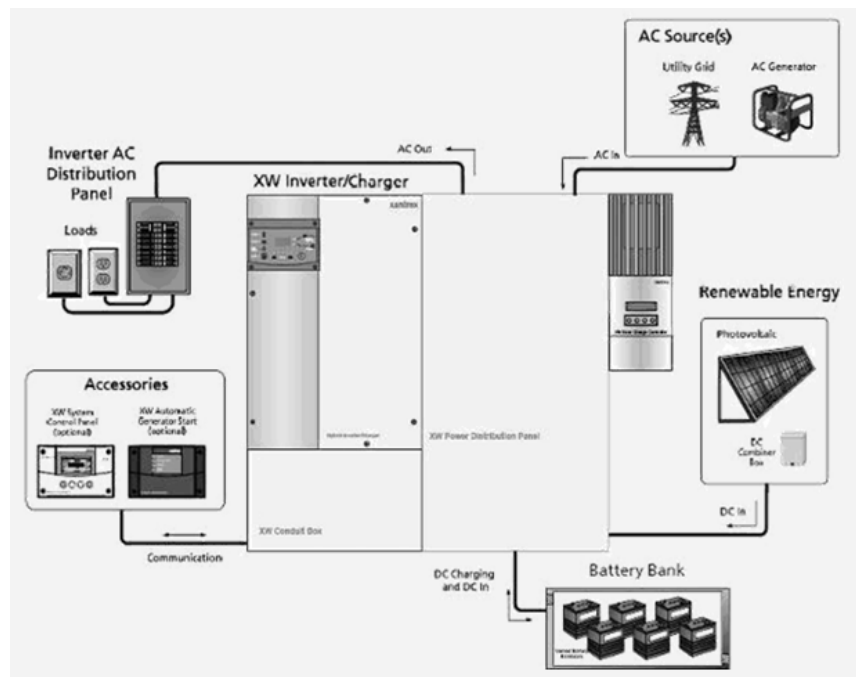
2.2.3.2. Sistemas fotovoltaicos no conectados a la red

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistema de acumulación (baterías de acumulación)

En este tipo de sistemas, la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenada en baterías de acumulación. La carga es alimentada, a través del regulador de carga, por la energía acumulada en las baterías.

Figura 26. **Esquema de un sistema fotovoltaico aislado de la red**



Fuente: www.energiacologica.mx.

2.2.4. El regulador de carga

El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son dañinas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Ya que normalmente la potencia requerida por el usuario no es proporcional a la radiación solar y, por consiguiente, a la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico.

Una parte de la energía producida por el sistema fotovoltaico tiene que ser almacenada para poder ser reutilizada cuando el usuario la necesite. Este es la finalidad del sistema de acumulación. Un sistema de acumulación está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica. Las baterías que se utilizan con esta finalidad son acumuladores de tipo estacionario y sólo en casos muy especiales es posible utilizar baterías tipo automoción.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- Bajo valor de auto descarga
- Larga vida útil
- Manutención casi nula
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

En cuanto al inversor, su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

En este caso, el inversor tiene que estar dimensionado para poder alimentar directamente la carga que se le quiere conectar.

2.2.4.1. Generalidades de los reguladores de carga

- Regulador de carga: dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas;

- Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo;
- Voltaje final de carga: voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

2.2.4.2. Particularidades sobre los reguladores de carga

- Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente;
- Los reguladores de carga que utilicen el voltaje del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:
 - ✓ El voltaje de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en los voltajes de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %;
 - ✓ El voltaje final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería;
 - ✓ El voltaje final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado;
 - ✓ Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación;

- ✓ Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas;
- ✓ Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- Las caídas internas de voltaje del regulador entre las terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4 % del voltaje nominal (0,5 V para 12 V de voltaje nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % del voltaje nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de voltaje son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo de las especificaciones;
- Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía;
- Los voltajes de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintos de los de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión –reconexión;
- El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información: voltaje nominal (V), corriente máxima (A), fabricante (nombre o logotipo) y número de serie, polaridad de terminales y conexiones.

Figura 27. **Regulador de carga**



Fuente: www.energiaecologica.mx.

2.2.5. El inversor

Su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua producida por el sistema fotovoltaico, en corriente alterna, necesaria para la alimentación directa de los usuarios, permitiendo:

- Utilizar receptores de corriente alterna en instalaciones aisladas de la red
- Conectar los sistemas a la red de distribución eléctrica

2.2.6. La batería

La función prioritaria de las baterías en un sistema de generación fotovoltaico es la de acumular la energía que se produce durante las horas de luminosidad para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

2.2.6.1. Interacción entre módulos fotovoltaicos y baterías

Normalmente el banco de baterías y los módulos fotovoltaicos trabajan conjuntamente para alimentar las cargas. Durante la noche toda la energía demandada por la carga la provee el banco de baterías. En horas tempranas de la mañana los módulos comienzan a generar, pero si la corriente que entregan es menor que la que la carga exige, la batería deberá contribuir en el aporte. A partir de una determinada hora de la mañana la energía generada por los módulos fotovoltaicos superada la energía promedio demandada.

Los módulos no solo atenderán la demanda sino que además, todo exceso se almacenara en la batería que empezara a cargarse y a recuperarse de su descarga de la noche anterior. Finalmente durante la tarde, la corriente generada decrece y cualquier diferencia con la demanda la entrega a la batería. En la noche, la generación es nula y todo el consumo lo afronta la batería.

En la figura 28 se muestra el banco de baterías con sus respectivos sistemas para el funcionamiento correcto hacia la red.

Figura 28. Banco de baterías



Fuente: www.energias.org.ar.

2.3 Generadores hidroeléctricos

La energía hidráulica aprovecha el paso del agua continuo de un río para generar energía eléctrica. Se consigue por la diferencia de altura del agua que existe entre dos puntos diferentes.

La energía hidráulica es renovable e inagotable, aunque irregular, ya que proviene de la energía que llega a nuestro planeta Tierra de forma continua desde el Sol. Es una energía de tipo solar. El calor del Sol calienta y evapora el agua de los mares y ríos. El vapor producido forma las nubes que, en parte, descargan agua sobre la tierra. Agua que llegará a los ríos de los que se aprovechará su energía potencial con la energía hidráulica.

2.3.1. Casa de máquinas

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

Las centrales constan esencialmente de una casa de máquinas donde se instalan los grupos generadores y de uno o varios edificios adyacentes para la instalación de los transformadores, maquinaria auxiliar y aparatos de corte, protección y seguridad. Conviene que estas centrales estén lo más cerca posible del punto en que las aguas derivadas tengan que reingresar en el río aunque, debido a las condiciones del terreno, y a otras circunstancias, estas no sean siempre posibles.

2.4 Generadores geotérmicos

La geotermia es una importante fuente de energía. Caracteriza las zonas activas de la corteza terrestre y está ligada a una fuente de calor magmática. La producción de vapor a partir de los acuíferos, oscilan entre temperaturas de 100 y 4.000 ° C.

Bajo la corteza terrestre, la capa superior del manto está compuesta por magma, roca líquida a muy altas temperaturas. En algunas zonas, los depósitos o corrientes de agua subterránea son calentados por el magma, hasta temperaturas a veces superiores a los 140 grados Celsius. Cuando el agua o el vapor emergen a la superficie a través de fisuras en la corteza, aparecen los géisers, fumarolas y fuentes termales.

2.4.1. Central geotérmica

El aprovechamiento de la energía geotérmica es determinado por una serie de condiciones geológicas que establecen la existencia de yacimientos geotérmicos. La energía se obtiene en forma de fluido y se utilizará para mover una turbina que accionará el generador.

Una central geotérmica consta de un circuito cerrado de agua que al entrar en contacto con las capas permeables situadas cerca de los fluidos magmáticos de la tierra aumenta de temperatura el agua, la cual sube por el circuito hasta salir a la superficie donde entra un contacto con otro circuito (también de agua) al que calienta y con el que a la vez se enfría. El agua fría vuelve a bajar hasta cerrar el círculo.

El agua del otro circuito se evapora y va a parar a una turbina que al moverse genera una energía mecánica que un alternador transforma en eléctrica. Con una torre de refrigeración se condensa el vapor y así se cierra el otro círculo.

2.5 Generadores de biomasa

La biomasa es el conjunto de recursos forestales, plantas terrestres y acuáticas, y de residuos y subproductos agrícolas, ganaderos, urbanos e industriales.

Esta fuente energética puede ser aprovechada mediante su combustión directa a través de su transformación en biogás, bioalcohol, etc.

Los métodos de conversión de la biomasa en combustible pueden agruparse en dos tipos: conversión bioquímica y conversión termoquímica. De la primera, se puede obtener el etanol y metano mediante la fermentación alcohólica y digestión anaerobia. De la segunda, se puede obtener gas pobre, carbón y jugos piroleñosos mediante gasificación y pirolisis.

2.5.1. Tipos de biomasa

La más amplia definición de biomasa sería considerar como tal a toda la materia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial.

En esta definición quedan excluidos del término de biomasa todos los productos agrícolas que sirven de alimentación al hombre y a los animales domésticos, así como los combustibles fósiles. Estos últimos, aunque derivan de materiales biológicos, a través de transformaciones se ha alterado muy profundamente su naturaleza.

La naturaleza de la biomasa es muy variada, ya que depende de la propia fuente, pudiendo ser animal o vegetal, pero generalmente se puede decir que se compone de hidratos de carbono, aceites y proteínas. Siendo la biomasa vegetal la que se compone mayoritariamente de hidratos de carbono y la animal de aceites y proteínas.

2.5.2. Conversión de la biomasa en energía

Esta conversión se realiza con dos métodos, de los cuales se derivan otros, los cuales se definen a continuación.

- Métodos termoquímicos
- Métodos biológicos

2.5.2.1. Métodos termoquímicos

Estos métodos se basan en la utilización del calor como fuente de transformación de la biomasa. Están bien adaptados al caso de la biomasa seca y en particular, a los de la paja y de la madera.

2.5.2.1.1. La combustión

Oxidación de la biomasa por el oxígeno del aire, libera simplemente agua y gas carbónico, y puede servir para la calefacción doméstica y para la producción de calor industrial.

2.5.2.1.2. La pirolisis

Combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno, a unos 500 °C, se utiliza desde hace mucho tiempo para producir carbón vegetal. Aparte de este, la pirolisis lleva a la liberación de un gas pobre, mezcla de monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas, de débil poder calórico, puede servir para accionar motores diesel, o para producir electricidad o para mover vehículos.

Una variante de la pirolisis, llamada pirolisis *flash*, llevada a 1000 grados centígrados en menos de un segundo, tiene la ventaja de asegurar una gasificación casi total de la biomasa.

2.5.2.1.3. Gasificación

Es una de las tecnologías más avanzadas, y consiste en la utilización del gas combustible generado en una turbina de gas, donde se recupera el calor de los gases de salida para producir vapor y mover una turbina. El rendimiento de esta tecnología puede duplicar al de la combustión directa.

2.5.2.2. Métodos biológicos

Estos tipos de métodos se basan principalmente en la fermentación, como se definirá a continuación.

2.5.2.2.1. La fermentación alcohólica

Es una técnica muy antigua, empleada para la producción de los azúcares, que puede utilizarse también con la celulosa y el almidón, a condición de realizar una hidrólisis previa de estas dos sustancias. Pero la destilación, que permite obtener alcohol etílico prácticamente anhidro, es una operación muy costosa en energía.

2.5.2.2.2. La fermentación del metano

Es la digestión anaerobia de la biomasa por medio de bacterias. Es idónea para la transformación de la biomasa húmeda (más del 75% de humedad relativa). En los fermentadores, o digestores, la celulosa es esencialmente la sustancia que se degrada en un gas, que contiene alrededor de 60% de metano y 40% de gas carbónico.

El problema principal consiste en la necesidad de calentar el equipo, para mantenerlo en la temperatura óptima de 30-35 grados celsius.

2.5.3. Central de biomasa

Una central de biomasa se ocupa de obtener energía eléctrica mediante los diferentes procesos de transformación de la materia orgánica.

Básicamente el funcionamiento de una central es el siguiente:

Una central de cogeneración mediante biomasa, como la representada en la figura 54, utiliza como combustible principal residuos forestales (1) o cultivos energéticos.

Una vez recolectada, la materia combustible es transportada (2) a la central. En ella es sometida, en primer lugar, a un tratamiento de astillado para reducir su tamaño. A continuación, pasa a un edificio de preparación y procesado. Una vez procesado, el combustible se divide en fino y grueso, y estos dos tipos de combustible son almacenados en lugares diferentes (5 y 6).

El calor producido por la combustión hace que el agua que circula por las tuberías de la caldera (10) se convierta en vapor de agua. En un lugar de la caldera diferente a la parrilla donde se quema el combustible grueso, son quemados, una vez dosificados correctamente (7), el combustible fino y el fuelóleo procedente del almacenamiento de combustible líquido (9). Utilizando el aire necesario (8) para la combustión.

El agua que se aporta a la caldera proviene del tanque de alimentación (14); esta agua antes de entrar en la caldera, pasa por el economizador (11), donde es precalentada, intercambiando calor con los gases de combustión aún calientes que provienen de la propia caldera.

Estos gases de combustión son sometidos a un proceso de recirculación por la caldera para reducir la cantidad de inquemados y, así, aprovechar al máximo el poder energético y reducir las emisiones atmosféricas. Antes de ser vertidos a la atmósfera a través de una chimenea, los gases son depurados en un electrofiltro (13). Las partículas referidas en éste se recogen y son almacenadas junto con las cenizas de combustión provenientes de la caldera (12).

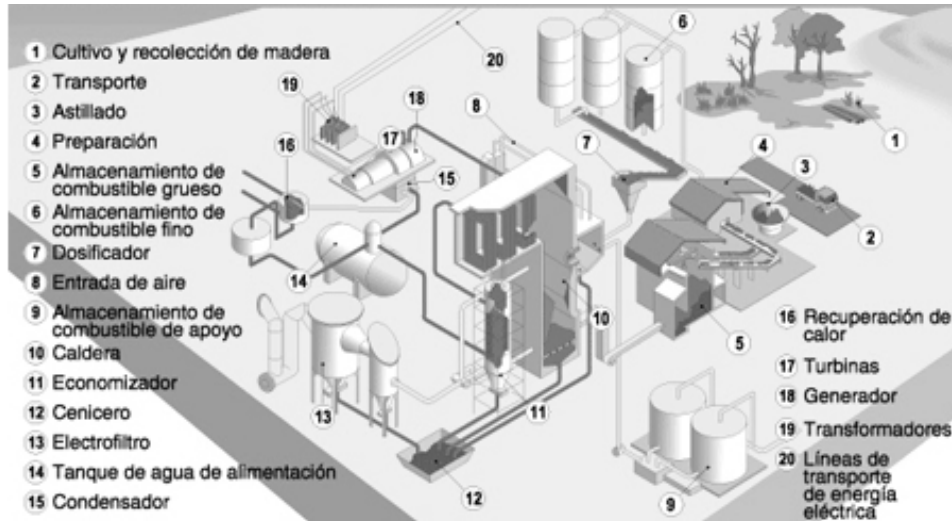
El vapor generado en la caldera se expande en la turbina de vapor (18) y mueve el generador (17), donde se produce la energía eléctrica que, una vez adaptada a las condiciones necesarias en los transformadores (19), es llevada a la red de transporte de energía eléctrica (20).

De la turbina se extrae parte del vapor para, mediante un cambiador de calor (16), generar vapor o agua caliente, a fin de utilizarlo en calefacción o en usos industriales. Por eso, la central se denomina "de cogeneración" pues se obtiene y aprovecha del vapor tanto la electricidad como el calor generado.

El agua condensada en este intercambio de calor se recoge en el tanque de condensado (15) y de ahí es enviada al tanque de alimentación (14), cerrándose así el ciclo del agua de la central.

En la figura 29 se muestra el proceso y los principales elementos de una central de biomasa.

Figura 29. Central de Biomasa



Fuente: www.censolar.org.

3. REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN DISTRIBUIDORA APLICABLES A CADA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

La conexión de generación distribuida ya sea de generadores o auto generadores en las redes de distribución convierte a sistemas simples en redes complicadas. Los sistemas radiales tendrán ahora múltiples fuentes, las cuales hacen cambiar el flujo de la corriente de falla. Los esquemas de protección tradicionales se convierten en no efectivos.

Varios estudios han mostrado los siguientes problemas en las protecciones: operación incorrecta de las protecciones de los alimentadores, incremento o decrecimiento de los niveles de cortocircuito, pérdida de sensibilidad, separación o desconexión no deseada de elementos, recierre no sincronizado, etc.

Los esquemas de protección que existen en estas redes son generalmente de sobre corriente tiempo inverso o tiempo definido, de acuerdo a los criterios convencionales de la protección.

El sistema de protección tradicional ha sido diseñado considerando los niveles de los cortocircuitos, corrientes de máxima carga, sistema de voltaje y nivel de aislamiento de un sistema radial. Después de la conexión de la generación distribuida, parte del sistema puede que no sea radial, lo que trae consigo problemas en la actuación de las protecciones.

Pueden ocurrir, además de lo indicado antes, operaciones incorrectas, fallo del esquema de los fusibles, reducción del alcance potencial de cortocircuitos a localizar por la protección así como disparos incorrectos, además de problemas con la coordinación.

En este capítulo se hace referencia principalmente a la conexión de cada tecnología de generación distribuida al sistema de distribución, así como a sus principales protecciones para el mejor funcionamiento y la continuidad de servicio.

Los generadores y auto generadores son clasificados dentro de cuatro clases, en función de su capacidad de generación y del nivel de voltaje al cual se realiza la conexión de las unidades generadoras al sistema de distribución. Estas clases son:

- Clase 1: corresponde a un generador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal inferior o igual a 0.315 MVA y para los cuales se acepta que el voltaje de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de voltaje trifásico igual o superior a 13.2 kV, aunque la frontera comercial para el autogenerador se pueda establecer en voltajes menores de un 1kV;
- Clase 2: corresponde a un generador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal superior a 0.315 MVA e inferior o igual a 0.500 MVA y para los cuales se exige que el voltaje de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de voltaje igual o superior a 13.2 kV, estableciéndose su frontera comercial en el nivel de voltaje al cual se realiza la acometida;
- Clase 3: corresponde a un generador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal superior a 0.500 MVA e inferior o igual a 5 MVA y para los cuales se exige que el voltaje de suministro de sus instalaciones se realice en un nivel de voltaje de hasta 34.5kV, estableciéndose su frontera comercial en un nivel de voltaje al cual se realiza la acometida.

- Clase 4: corresponde a un generador cuya planta de generación tenga una capacidad nominal superior a 5 MVA e inferior o igual a 60 MVA pero estos ya están fuera de los 5 MVA que considera la norma de generación distribuida de Guatemala.

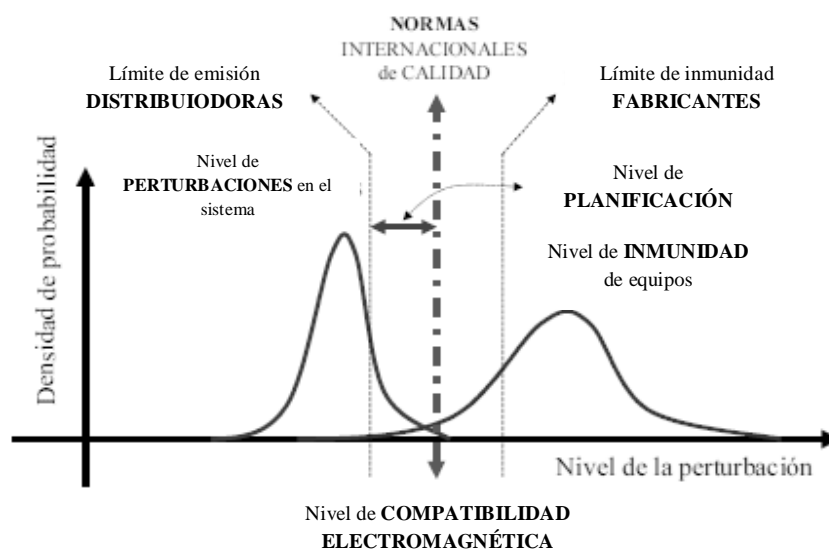
3.1. Requerimientos generales de conexión a la red de generación distribuida

Los aspectos relacionados con la calidad con que se brinda o consume energía distribuidora son cada vez más el objetivo de normativas nacionales e internacionales.

Estos documentos intentan ofrecer reglas claras (deberes y derechos) a los diferentes actores del sistema eléctrico. Un distribuidor de energía debe ofrecer un voltaje adecuado. Un consumidor debe agregar su carga al sistema en forma adecuada.

Establecer estos niveles de ajuste es en definitiva la búsqueda de cumplir con el concepto que sustenta la compatibilidad electromagnética. La norma internacional IEC 61000-2-2 establece que la compatibilidad electromagnética es la aptitud de un dispositivo, de un aparato o de un sistema para funcionar en su entorno electromagnético, de manera satisfactoria y sin producir él mismo perturbaciones electromagnéticas intolerables para todo lo que se encuentra en su entorno. La figura 30, muestra esquemáticamente cual es el objetivo de la compatibilidad electromagnética. Se establecen límites de referencia, por ejemplo niveles de distorsión armónica. El distribuidor debe tener una probabilidad determinada de no superar este límite. El consumidor debe tener equipos que toleren con determinada probabilidad el mismo límite. Si se adoptan niveles de probabilidad adecuados, estadísticamente no se producirán conflictos en la mayoría de los casos. Paralelamente, no es razonable la búsqueda de la calidad total, vale decir, que las campanas de distribución no se toquen. Esto significaría costos elevados que no se justificarían en la generalidad de las aplicaciones. Aplicaciones que requieran niveles mayores deberán utilizar soluciones particulares.

Figura 30. **Compatibilidad electromagnética**



Fuente: Generación distribuida, Evaluación y tratamiento regulatorio.

3.1.1. **Reglamentación en Guatemala**

En Guatemala existe un reglamento referido a la generación distribuida, que de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, decreto No. 93-96 del congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Distribuidora, entre otras funciones emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento. Entonces, de acuerdo a la resolución CNEE No. 171-2008 con fecha 16 de septiembre de 2008, en su artículo 16 bis. Establece que los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del generador distribuido renovable y que para el efecto, la comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable.

Así mismo el referido artículo dispone que la comisión evalúe la pertinencia de alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los distribuidores para la conexión de los generadores distribuidos, así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por reducción de pérdidas.

3.1.2. Reglamentación en otros países

Una referencia o antecedente importante es la normativa americana (IEEE). La norma específica sobre generación distribuida es la IEEE 1547 (IEEE P1547/D11 2004) y se basa minuciosamente en 3 antecedentes que por otra parte son referencias de consulta internacional:

- IEEE 519-1992. Práctica recomendada para control armónico en sistemas de energía eléctrica;
- IEEE 1159-1995. Práctica recomendada para supervisión de calidad de energía eléctrica;
- IEEE 1250-1995. Guía para servicio a equipo sensible a perturbaciones de voltaje momentáneas.

Actualmente la IEEE tiene 4 grupos de trabajo elaborando las normas complementarias necesarias para completar el marco normativo de la generación distribuida:

- WG IEEE P1547.1 El estándar preliminar para la conformidad y prueba de procedimientos para el equipo que interconecta recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica;
- WG IEEE P1547.2 Guía preliminar de aplicación para IEEE 1547 estándar para interconectar recursos distribuidos con sistemas de energía eléctrica;

- WG IEEE P1547.3 Guía preliminar para supervisión, información, cambio, y control de recursos distribuidos interconectados con sistemas de energía eléctrica;
- WG IEEE P1547.4 Guía preliminar para diseño, operación, e integración de recurso distribuido sistemas de isla con sistemas de energía eléctrica.

En conjunto, estas normas sobre calidad en presencia de generación distribuida (Europeas y Americanas) abarcan aspectos tales como, sobre voltaje permanente, sobre voltaje transitorio, *flicker*, *notches*, armónicos, inyección de continua, factor de potencia, desbalances y potencia máxima. Los aspectos que contempla cada país están fuertemente asociados al tipo de energía primaria utilizada. Cuando la generación es a base de energía eólica, el efecto *flicker* es preponderante.

Cuando es energía solar (o en general interface con el sistema eléctrico mediante un inversor basado en electrónica de potencia) aspectos tales como la generación de continua (residual no deseada) y armónicos son los preponderantes.

3.1.3. Propuesta regulatoria: Requerimientos técnicos para la conexión de generación distribuida

El generador distribuido básicamente debe cumplir las siguientes condiciones para su conexión en redes del distribuidor.

- La conexión a las instalaciones del distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para el generador como para los clientes y funcionarios del distribuidor;
- Teniendo en cuenta lo anterior, los equipos de interconexión deben desconectar la generación frente a faltas o sucesos anormales en las redes del distribuidor, no permitiendo el funcionamiento de islas;

- El propietario de la generación es responsable de las protecciones del generador y de los equipos de interconexión;
- El nuevo generador no debe causar una reducción de la calidad de servicio a los clientes conectados a la red, ya sea apartamientos de valores normales de voltaje y frecuencia, así como interrupciones y calidad de onda.

3.1.3.1. Requerimientos y especificaciones técnicas de la conexión

La norma IEEE P1547 fija la normativa de interconexión de fuentes de energía distribuidas con el sistema eléctrico. Determinando los requerimientos mas relevantes de implementación, operación, ensayos, condiciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Su aplicación se limita a todas las fuentes de energía distribuidas, de capacidades hasta 10MVA (En Guatemala unicamente hasta 5MVA), interconectadas a sistemas de distribución primarios o secundarios, fundamentalmente radiales y de frecuencia 60 Hz.

Los requerimientos técnicos básicos a cumplir se detallan a continuación:

- Regulación de voltaje: la fuente distribuida no debe regular el voltaje en el punto de interconexión, ni debe causar un apartamiento del valor del voltaje de la red inadmisibile según normativas de la región;
- Sistema de tierras: el sistema de tierras de la interconexión de la fuente distribuida no debe generar sobre voltajes no admisibles en los equipos instalados de la red, ni debe producir la descoordinación de las protecciones del distribuidor frente a fallas a tierra en la red;
- Sincronismo: la unidad generadora debe permanecer en paralelo con la red, sin causar fluctuaciones del voltaje en el punto de conexión mayores a 5% del nivel de voltaje, y cumplir la normativa regional sobre *flicker*;

- Energización de la red: la fuente distribuida no debe energizar la red distribuidora, cuando ésta se encuentra desenergizada;
- Telemida: las interconexiones de fuentes distribuidas de potencias mayores a 250 kVA deben ser monitoreadas, potencia aparente real de salida, potencia reactiva y voltaje;
- Elemento de maniobra: para la operación de la red de distribución, debe existir en la interconexión un elemento de maniobra fácilmente accesible, con posibilidad de bloqueo, y de corte visible;
- Funcionamiento en isla: en caso de formación de una isla no intencional, en la cual el generador distribuido energiza una parte aislada de la red del distribuidor, el sistema de interconexión debe detectar la isla y desenergizar el área antes de los 2 segundos de conformarse la isla.

Los requerimientos de las protecciones que actúan como respuesta a condiciones anormales de la red se resumen a continuación:

- Fallas en la red de distribución: el generador distribuido debe dejar de energizar la red de distribución, frente a defectos de cortocircuito o falla de una fase en la misma;
- Coordinación de recierres en la red de distribución: en redes del distribuidor con energía antes de que se produzca un recierre en la misma;
- Sobre y bajo voltaje: frente a la detección de valores anormales de voltaje, la generación distribuida debe desenergizar la red en un tiempo prefijado. Este tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización. La protección en la interconexión debe detectar el valor RMS a frecuencia fundamental del voltaje fase-fase, excepto cuando el transformador de conexión entre la fuente distribuida y la red es de configuración Yy o conexión monofásica, en que se detectará el voltaje fase neutro;

- Sobre y baja frecuencia: frente a la detección de valores anormales de frecuencia, la generación distribuida debe desconectarse en un tiempo prefijado. Al igual que el caso anterior, el tiempo es medido entre el comienzo de la condición y la desenergización;
- Reconexión a la red: luego de una condición anormal de la red y producirse la desconexión de la generación distribuida de la red; para la reconexión el sistema debe contar con una temporización ajustable (o fija de 5 minutos) una vez que se restablezcan las condiciones normales de servicio;
- Calidad de onda: el generador distribuido debe cumplir unos requerimientos mínimos de generación de perturbaciones en la red del distribuidor. Estos requisitos se centran en limitación de inyección de componente de continua, limitación de *Flicker* inducido y limitación de componente de armónicos de la corriente inyectada.

3.1.3.2. Requerimientos de conexión en Guatemala

En Guatemala los requerimientos necesarios para la conexión están emitidos como normas técnicas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, llamada NTGDR “Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable”, y específicamente se mencionarán los artículos correspondientes para estas disposiciones.

Artículo 5. Obligaciones del distribuidor

- 5.7 Instalar los sistemas de protección y de desconexión que le correspondan, para protección de sus instalaciones, las del generador distribuido y las de terceros.
- 5.8 Elaborar y someter a consideración de la comisión, para su elaboración, lo siguiente: a) formulario para solicitud de dictamen de capacidad y conexión.

b) formulario para que los usuarios autoprodutores con excedentes de energía le informen sobre las instalaciones de generación distribuida renovable dentro de sus instalaciones de consumo.

Artículo 6. Obligaciones del interesado en participar como GDR

6.6 Instalar sistemas de protección y de desconexión para la seguridad de las personas y sus instalaciones, así como para evitar daños al sistema de distribución y de otros usuarios.

Artículo 14. Requerimientos de conexión

Tabla VII. Requerimientos de conexión

Tipo de Conexión	Capacidad			
	Monofásico	Trifásico		
Características	< 50 kW	< 500 kW	500 kW - < 2000 kW	2000 kW - 5000 kW
Dispositivos de interrupción (Capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivos de desconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivos de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M: Manual)	X-A/M (1)	X-A/M (1)	X-A (1)	X-A (1)
Disparo por sobrecorriente a tierra		X-(2)	X-(2)	X-(2)
Disparo de potencia inversa		X-(3)	X-(3)	X-(3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje.				X-(1)

Notas: (X) -Característica requerida (sin marco = no requerida).

(1) -Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.

(2) -Puede ser requerida por el distribuidor: selección basada en el sistema de aterrizamiento.

(3) -Requerida para verificar la no exportación al sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.

(4) -El GDR con exportación al sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes a los listados.

Fuente: NTGDR de la CNEE.

3.1.4. Metodología utilizada en el ajuste de las protecciones

- Ajuste del arranque del tiempo inverso de fase

La corriente de arranque del relevador que se ubica en la fase se calcula de acuerdo a la expresión:

$$I_{ar} = K \frac{I_{cm\acute{a}x}}{N_{TC}}$$

Donde $K = 1.5$ e $I_{cm\acute{a}x}$ es la corriente máxima de carga que puede circular por la protección y N_{TC} es la relación de transformación del transformador de corriente.

- Chequeo de sensibilidad

Se debe hacer con la corriente de cortocircuito mínima, $I_{cc\acute{m}\acute{i}n}$ que puede circular por el transformador de corriente (TC) en el punto más alejado distribuidoramente.

$$K_s = \frac{I_{cc\acute{m}\acute{i}n}}{I_{ar} * N_{tc}}$$

El valor de K_s de la expresión anterior debe ser mayor que 1.5 para que el relevador brinde sensibilidad a toda la línea.

- Ajuste de arranque del instantáneo de fase

La corriente de arranque del relevador que se ubica en tierra se calcula de acuerdo a la expresión:

$$I_{ar} = K \frac{I_{cc\acute{m}\acute{a}x}}{N_{tc}}$$

Donde $K = 1.3$ y la corriente máxima, $I_{ccm\acute{a}x}$, que es la mayor corriente de cortocircuito que por el TC puede circular en el punto más cercano a la protección.

- Ajuste del arranque del tiempo inverso de tierra

Como el tiempo inverso de tierra es más rápido que el de fase se emplea la siguiente expresión:

$$I_{ar} = \frac{0.1}{0.2I_{n_{TC}}}$$

Donde $I_{n_{TC}}$ es la corriente nominal por el transformador de corriente que es 5 A.

En el chequeo de sensibilidad y el ajuste del instantáneo de tierra se utilizarán las expresiones anteriores teniendo en cuenta que los cortocircuitos mínimos y máximos son a tierra.

- Selección de las curvas Tiempo-Corriente

Se seleccionan las curvas de trabajo de los dispositivos para todos los circuitos en todas sus opciones y variantes de manera que cumplan con los requerimientos técnicos de las protecciones distribuidoras. Siempre la protección primaria debe actuar antes que el respaldo.

Para la selección del tipo de curva, se tomó un criterio dado por la unión distribuidora de cuba de que debe cumplirse que el múltiplo de la corriente de arranque del relevador para 1 s debe ser:

$$M = \frac{I_{cc\ m\acute{a}x}}{4 I_{ap}}$$

Donde $I_{ccm\acute{a}x}$ es la corriente máxima de cortocircuito que circula por el relevador para una falla en el punto más cercano distribuidoramente, e I_{ap} es la corriente de operación por primario.

3.1.5. Efectos de un generador distribuido en la regulación de voltaje y en las protecciones de un alimentador

Normalmente en un alimentador radial, la regulación de voltaje se realiza modificando el TAP del transformador (manual o motorizado) de la subestación que abastece el alimentador. También se utilizan bancos de condensadores automáticos que se activan según la cantidad de reactivos presentes en la línea. Además existen reguladores de voltaje que son escasamente usados, excepto en alimentadores rurales o en subestaciones dónde cada alimentador cuenta con su propio regulador de voltaje.

Al instalar un generador distribuido en el punto de entrega de energía de un alimentador que ha sido diseñado para recibir energía proveniente desde el sistema troncal y para entregarla a los consumidores, la regulación de voltaje de éste puede verse entorpecida, ya que la inyección de potencia por parte del generador puede modificar el rango de operación del controlador del regulador de voltaje produciendo niveles de voltaje fuera de los niveles permitidos. Por otro lado, modificando adecuadamente la regulación de voltaje para la incorporación de la generación distribuida en el alimentador, la calidad del voltaje en el extremo del alimentador puede verse favorecida notablemente, teniendo como efecto la disminución de pérdidas en el alimentador y mejoras en la calidad del servicio prestado por la empresa distribuidora a sus clientes.

La instalación de generación en puntos de la red que han sido diseñados sólo para abastecer clientes, también puede provocar dificultades en la correcta operación de las protecciones instaladas. Interruptores y reconectores pueden verse “confundidos” con el cambio en la cantidad y sentido del flujo de potencia.

Esto produce nuevos desafíos en la operación y programación de las redes de distribución. A continuación se presentan 3 casos en que las protecciones podrían operar mal.

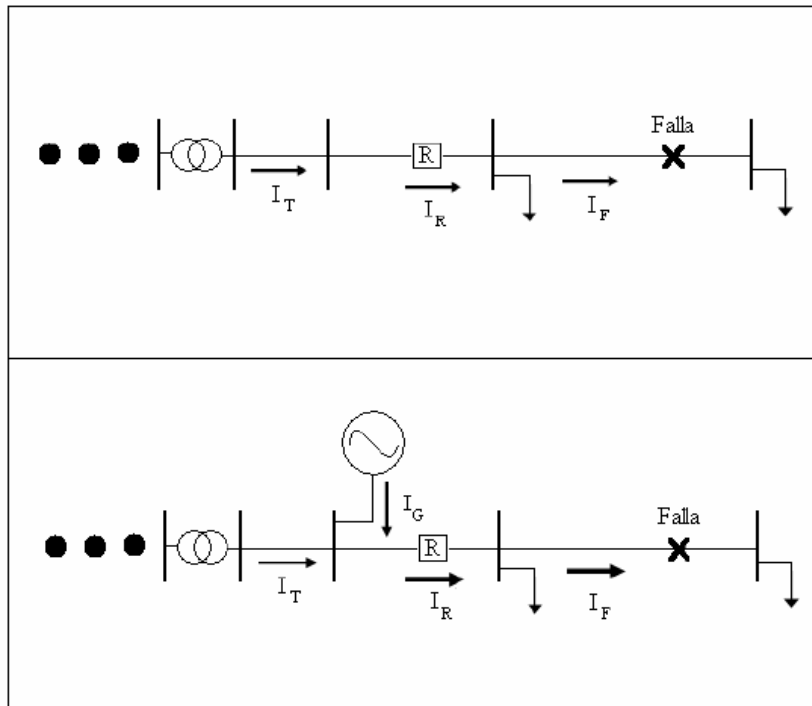
Caso 1

En la figura 31 se puede ver el diagrama de un alimentador donde se instala un generador distribuido aguas arriba de un reconectador y se observa una falla aguas abajo del reconectador.

En este caso, I_T corresponde a la corriente proveniente del sistema de la empresa distribuidora. Además, ocurre que la corriente I_R que fluye por el reconectador R se ve considerablemente incrementada al ocurrir una falla mientras el generador distribuido se encuentra inyectando potencia al alimentador. Esto permite que la corriente de falla detectada por el reconectador sea mayor, lo que no produce complicaciones, siempre y cuando la nueva corriente de falla no sobrepase el rango máximo de operación del reconectador. Así mismo, el incremento de la corriente de falla produce una disminución en el tiempo de respuesta del reconectador y de los fusibles (operan más rápido) que pudieran haber aguas abajo. Esto causa descoordinaciones entre los tiempos de respuesta del reconectador y fusibles, lo que provoca la operación no deseada de fusibles, produciéndose pérdidas económicas evitables.

La solución para este problema, es la reprogramación del reconectador R considerando los nuevos niveles de corriente de falla, de manera que éste opere más rápido que los fusibles.

Figura 31. Ejemplo de falla de protecciones caso 1



Fuente: Ricardo Alberto Mohr Rioseco, Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución.

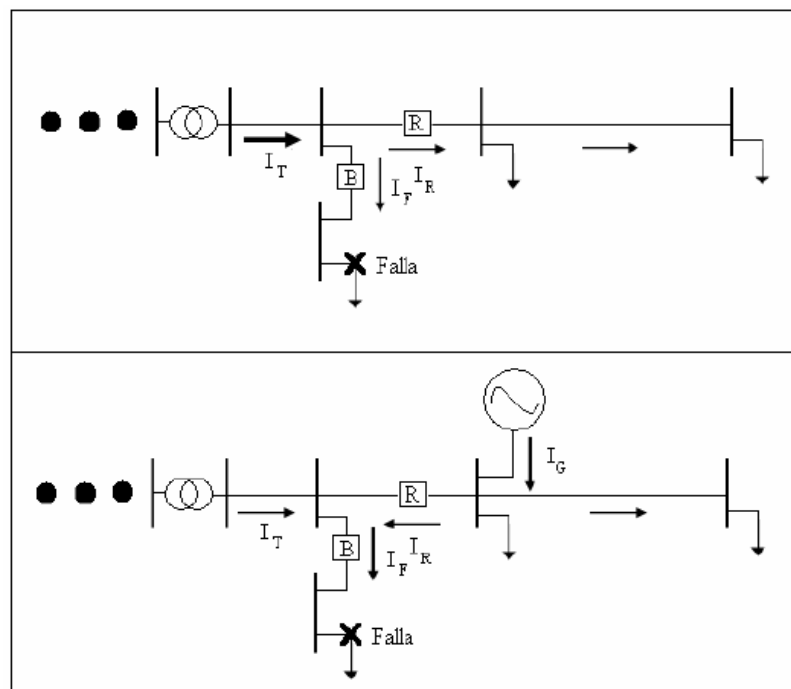
Caso 2

En la figura 32 se puede ver un alimentador en el cual se instala un generador distribuido aguas abajo del reconector y se observa una falla en una ramificación del alimentador aguas arriba del reconector.

En este caso se puede ver que la corriente I_R circulante a través del reconector al momento de la falla se invierte. Si la corriente I_R al momento de falla es suficiente para operar el reconector R, las protecciones dejarían sin electricidad un sector del alimentador perfectamente seguro, con los costos adicionales que esto acarrea.

La solución para este problema sería la instalación de un reconectador R unidireccional, que sólo opere cuando la falla sea aguas abajo de éste. Se debe mencionar que en algunos casos, puede bastar con modificar la corriente de falla con la cual opera el reconectador R, sin necesidad de cambiarlo por uno unidireccional.

Figura 32. **Ejemplo de falla de protecciones caso 2**



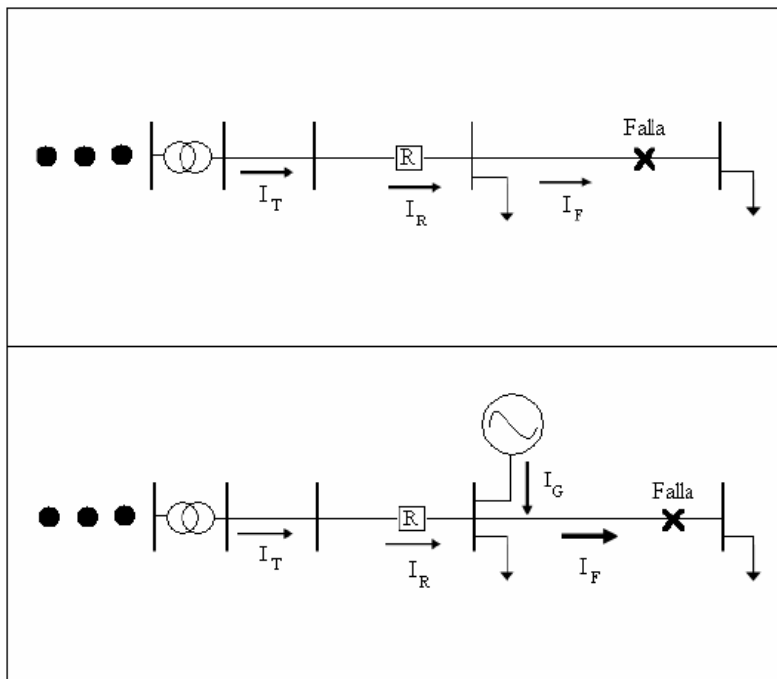
Fuente: Ricardo Alberto Mohr Rioseco, Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución.

Caso 3

En la figura 33 se puede ver un alimentador en el cual se instala un generador distribuido aguas abajo del reconectador y se observa una falla aguas abajo del lugar de conexión del generador. En este caso se puede ver que la corriente de falla vista por el reconectador R, es considerablemente menor cuando existe un generador instalado en el punto señalado. Esto deja al reconectador R menos sensible, lo que se traduce en mayores tiempos de despeje de la falla.

La solución para este problema sería la reprogramación de los niveles de corriente de operación del reconector, considerando los períodos de funcionamiento del generador y cantidad de potencia inyectada por éste. Este problema también podría ser resuelto incorporando un reconector en el punto de conexión del generador, de manera que éste desconecte primero el generador y luego actúe el reconector R desconectando el sector con falla.

Figura 33. Ejemplo de falla de protecciones caso 3



Fuente: Ricardo Alberto Mohr Rioseco, Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución.

3.1.6. Determinación de ajustes de relevadores.

Coordinación de protecciones

Un estudio de coordinación de protecciones consiste en organizar las curvas tiempo-corriente de cada uno de los relevadores que se encuentran en serie entre el dispositivo que usa la energía y la fuente.

Este debiera realizarse al comienzo de cualquier proyecto de un sistema eléctrico, ya que ello podría indicar que se requieren algunos cambios en las especificaciones de ciertos equipos. También debiera efectuarse un estudio o una revisión, cada vez que se añaden cargas nuevas o se reemplazan equipos en un sistema existente, o bien, cuando se produce un cambio importante en el nivel de cortocircuito del sistema. Finalmente, se requiere un estudio cuando una falla no es despejada con la selectividad adecuada y compromete una mayor parte del sistema de la que debiera.

El objetivo de un estudio de coordinación es, por lo tanto, determinar las características, los rangos y los ajustes de los dispositivos de sobre corriente, para asegurar una selectividad adecuada donde quiera que se produzca una falla o una sobrecarga.

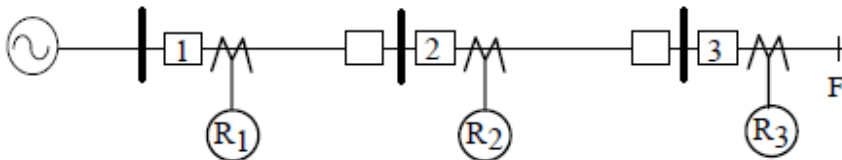
3.1.6.1. Reglas generales para calcular los ajustes de los relevadores

Los relevadores, además de dar protección a ciertos equipos, cumplen también la misión de dar respaldo local o remoto a otras protecciones que pueden ser incluso de sobre corriente.

a) Relevadores de fase

- a.1) El relevador de fase debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final de la sección de circuito siguiente a la que está protegiendo. Por ejemplo, en la figura 34, el relevador R1 debe detectar fallas mínimas en el sector del relevador R3;

Figura 34. **Relevadores de sobre corriente de fase en un sistema radial**



Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

- a.2) La derivación debe elegirse de modo que el arranque sea mayor que la corriente máxima de carga y detecte fallas mínimas en respaldo. Además de esto, en algunos casos, al relevador de sobre corriente se le da el carácter de relevador de sobrecarga eligiendo entonces un ajuste de 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal del equipo. Es necesario tener cuidado en esto último, ya que si se abusa de ello, se puede limitar mucho la posibilidad de sobrecarga controlada que puede dar el equipo protegido. Al elegir el valor del tap, debe tenerse en cuenta las posibles variaciones que respecto a este valor tiene el valor de arranque;
- a.3) El ajuste de tiempo debe elegirse dando el tiempo más corto posible al relevador más alejado de la fuente. Si éste no coordina con otros elementos (fusibles, relevadores térmicos), o si se tienen corrientes transitorias elevadas (partidas de motores, corriente de *inrush* de transformadores) debe dársele el tiempo de ajuste mínimo permisible que evite falsas operaciones.

Este ajuste de tiempo se recomienda que sea 1 para los americanos y 0.1 para los europeos, pero puede ser hasta 0.5 o 0.05 respectivamente. El resto de los relevadores debe coordinarse con los que le anteceden, dándole el tiempo de paso más el tiempo del relevador con que se coordina, en el punto que corresponda a la máxima falla. Como tal se considera generalmente una falla trifásica, con máxima generación justo después de la siguiente barra o el arranque instantáneo del relevador con el que se está coordinando. Por ejemplo, en la figura 34, el tiempo de ajuste del relevador R2 debe calcularse con el tiempo del relevador R3 más el tiempo de paso, con una falla máxima en F (barra siguiente al relevador R2). En todo caso, debe verificarse la coordinación para otro tipo de fallas;

a.4) Todo lo explicado es válido para sistemas radiales. En puntos donde no hay suficiente diferencia entre la corriente de los alimentadores fallados y no fallados que llegan a una misma barra de subestación, o en sistemas en anillo o con líneas de doble circuito debe usarse relevadores con control direccional.

b) Relevadores de tierra

Para estos relevadores son válidos los mismos puntos mencionados antes, excepto lo indicado al comienzo de a.2). En efecto, como estos relevadores son alimentados con las corrientes de secuencia cero, las que deberían valer cero para condiciones normales de operación, puede elegirse un tap de valor inferior a las corrientes normales de carga.

3.1.6.2. Etapas a seguir para calcular los ajustes de relevadores

El cálculo de ajustes de relevadores de sobre corriente debe dar finalmente el valor de tap y de ajuste de tiempo a que debe ajustarse cada relevador. En los casos que se utilice elemento instantáneo, también debe entregar el valor al cual debe ajustarse éste.

Para obtener el resultado final es necesario cumplir una serie de etapas previas, que se resumen a continuación, suponiendo que se dispone del diagrama unifilar del sistema, que el tipo de relevador (inverso, muy inverso, etc.) está ya decidido y que se conocen las razones de los TC a usar.

También es necesario disponer de las curvas características de los relevadores y papel log-log para trazar las características de corriente (abscisa) y tiempo (ordenada). Las etapas son las siguientes:

- a) Dibujar el circuito equivalente por fase (diagrama de impedancias) del sistema eléctrico radial al cual se está aplicando la protección, indicando los parámetros de cada uno de sus componentes;
- b) Reducir todos los parámetros a una base común. Como se verá posteriormente, todas las corrientes deben estar referidas a un solo nivel de voltaje, el que conviene que sea el que es común a la mayor parte de los componentes;
- c) Calcular las corrientes nominales de los equipos, reduciéndolas además al nivel de voltaje común;
- d) Calcular las corrientes máximas de falla (con plena generación) y las mínimas (con generación mínima) para cada uno de los puntos donde se ubican relevadores;
- e) Calcular el tap de los relevadores en términos primarios, de acuerdo a lo explicado en el párrafo a.2), en función de las corrientes nominales de los equipos y verificando respaldos para las fallas mínimas;
- f) Calcular el tap en términos secundarios, para lo que basta multiplicar el valor anterior por la razón inversa de los TC correspondientes. Reajustar, si es necesario, los valores de acuerdo con los tap que realmente dispone el relevador;
- g) Calcular el ajuste del elemento instantáneo, con las indicaciones dadas anteriormente (1.3 veces la corriente máxima de cortocircuito en la barra siguiente), verificando si procede;

- h) Reducir todos los valores de tap a términos primarios y expresarlos en una sola base de voltaje. Marcarlos en el gráfico (log-log) correspondiente;
- i) Calcular los ajustes de tiempo de acuerdo a lo indicado en el párrafo a.3).

Existen dos maneras de determinar el ajuste de tiempo; una gráfica y la otra analítica. Para la primera se necesitan las curvas para cada uno de los ajustes de tiempo y para la otra, sólo la curva correspondiente al ajuste de tiempo máximo.

- En el primer caso, para la corriente máxima de cortocircuito se toma el tiempo del relevador con el cual se está coordinando (R3 en figura 34) y se le agrega el tiempo de paso. El tiempo “ t_c ” así calculado se lleva al gráfico tiempo-corriente y se ubica en un punto “ n_c ” de veces *pickup*:

$$n_c = \frac{I_{Fmax}}{Tap (prim)}$$

El punto (t_c, n_c) coincidirá con alguna de las curvas o quedará cerca de ellas, determinando el ajuste de tiempo buscado. Siempre conviene aproximar a la curva superior o bien dejar un ajuste de tiempo intermedio.

- Para el segundo caso, el ajuste de tiempo en tanto por unidad respecto al ajuste de tiempo máximo vale:

$$L_c = \frac{t_c}{t_{nc}}$$

Donde t_{nc} es el tiempo para ajuste de tiempo máximo tomado como t veces arranque igual n_c .

El valor así determinado, dará de inmediato el ajuste de tiempo para los relevadores Europeos, cuyo ajuste de tiempo máximo es la unidad y habrá que multiplicarlo por 10 en el caso de los relevadores americanos cuyo ajuste de tiempo máximo es 10.

La coordinación del relevador siguiente se hará a partir de una nueva corriente de falla máxima y con un procedimiento similar al expuesto.

En el caso de utilizar elementos instantáneos, la coordinación se hará a partir del ajuste de corriente de esta unidad, el que por supuesto es menor que la corriente de falla máxima en vez de la corriente de falla máxima.

3.1.7. Protección de interconexiones versus Protección de generadores

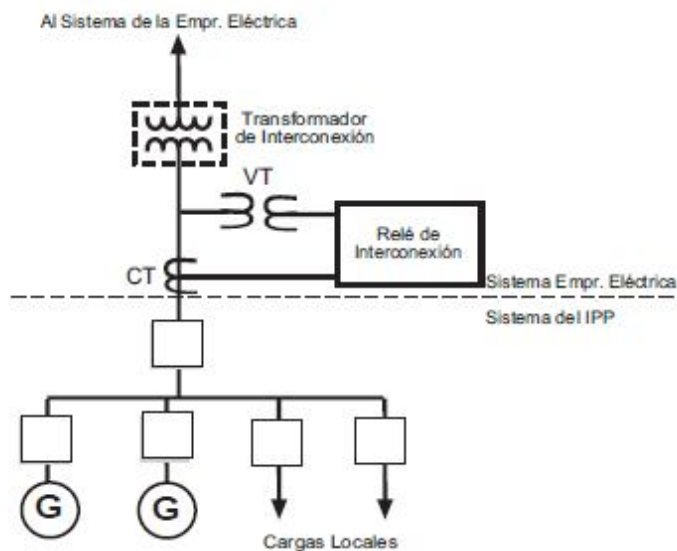
La protección de interconexiones permite al generador distribuido o también llamado IPP (*Independent Power Producer* = Productor Independiente de Energía Eléctrica) operar en paralelo con la red de la empresa distribuidora.

Típicamente, los requisitos de protección para conectar un generador distribuido a la red son establecidos por cada empresa distribuidora específica. Estas normas cubren por lo general generadores de menor capacidad.

Los generadores grandes se evalúan individualmente y por lo general se conectan al sistema de transmisión de la empresa distribuidora. Estos grandes generadores típicamente no requieren protección específica de interconexión ya que están integrados al sistema de protección de la empresa distribuidora. Los pequeños generadores distribuidos (de 5 MW o menos) habitualmente se conectan a los sistemas de distribución de la empresa distribuidora. Estos circuitos de distribución están diseñados para alimentar cargas radiales.

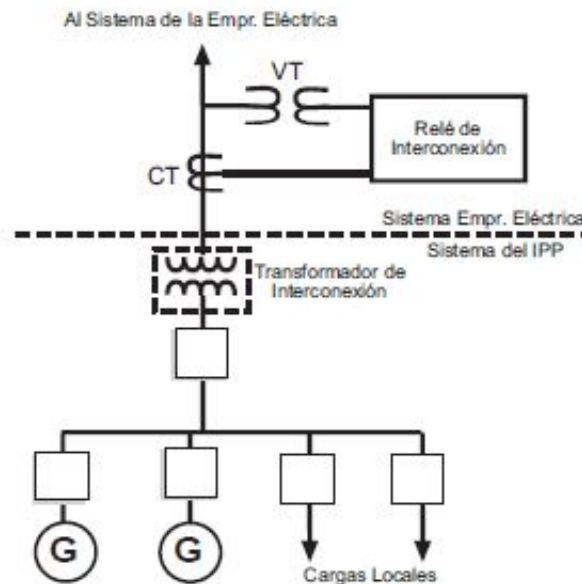
Por lo tanto, la incorporación del generador ofrece una fuente para redistribuir la corriente de falla y la carga del circuito alimentador, y es también una fuente potencial de sobre voltaje. Típicamente, la protección de interconexiones para estos generadores se establece en el punto de acoplamiento común entre la red de la empresa distribuidora y el generador distribuido. Este puede estar en el secundario del transformador de interconexión, como indica la figura 35, o en el primario del transformador, como indica la figura 36, dependiendo de los requisitos de interconexión de la empresa distribuidora y del propietario.

Figura 35. **Protección de interconexión típica**



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 36. **Protección de Interconexión Típica**



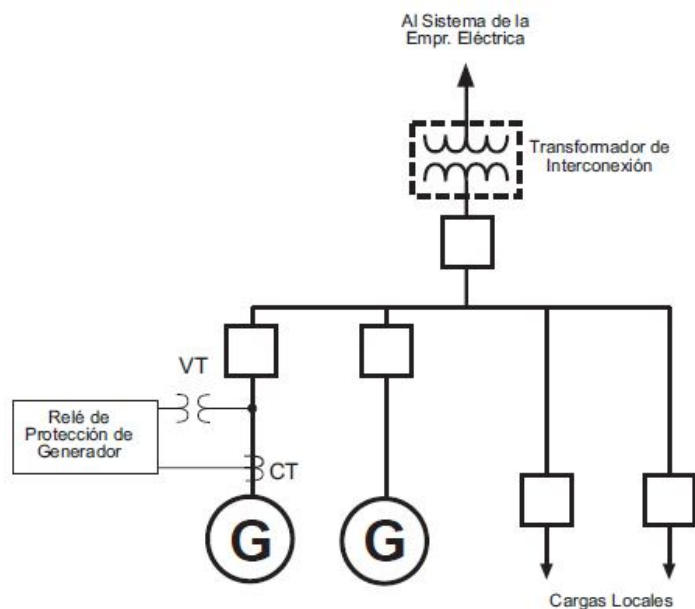
Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

La protección de las interconexiones debe satisfacer los requisitos de la empresa distribuidora para permitir que el generador sea conectado a la red. Su función es triple:

- Desconecta el generador cuando ha dejado de operar en paralelo con el sistema de la empresa distribuidora;
- Protege el sistema de la empresa distribuidora contra los daños ocasionados por la conexión del generador, incluyendo la corriente de falla que suministra el generador para fallas del sistema de la empresa y sobre voltajes transitorios;
- Protege el generador contra daños producidos por el sistema de la empresa distribuidora, especialmente mediante el recierre automático.

La protección del generador típicamente se conecta en los terminales del generador, tal como se muestra en la figura 37.

Figura 37. Típica protección de generador



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

La protección del generador permite detectar:

- Cortocircuitos internos del generador;
- Condiciones anormales de operación (pérdida de campo, potencia inversa, sobreexcitación y corrientes desequilibradas).

En el caso de los pequeños generadores, la mayor parte de las empresas distribuidoras dejan a los propietarios de generadores distribuidos y sus consultores la responsabilidad de seleccionar el nivel de protección del generador que ellos consideran apropiado. Sin embargo, las empresas distribuidoras, están participando activamente en especificar la protección de interconexiones. Los siguientes aspectos de la interconexión son típicamente especificados por las empresas distribuidoras:

- Configuración de los devanados del transformador de interconexión;
- Requisitos generales para relevadores de interconexión de calidad tipo empresa distribuidora;
- Requisitos para CTs (transformadores de corriente) y VTs (transformadores de voltaje);
- Requisitos de protección funcional — por ejemplo, 81O/U, 27 y 59;
- Ajustes de algunas funciones de interconexión;
- Velocidad de operación.

3.1.8. Tipos de generadores pequeños

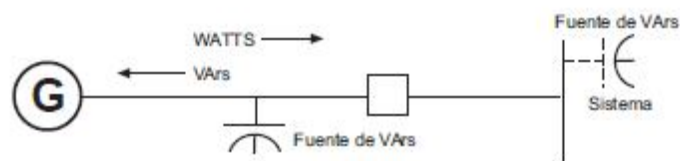
Hay dos tipos tradicionales de pequeños generadores distribuidos que operan interconectados con el sistema de distribución. Ellos son los generadores de inducción y los generadores sincrónicos [síncronos]. Las máquinas de inducción son típicamente pequeñas de menos de 500 KVA. Estas máquinas son de tamaño restringido porque su excitación es provista por una fuente externa de VArS, como muestra la figura 38.

Los generadores de inducción son similares a los motores de inducción y se arrancan como motor (no requieren equipo de sincronización). Los generadores de inducción son menos costosos que los generadores sincrónicos porque no tienen devanados [arrollamientos] de campo. Las máquinas de inducción pueden suministrar potencia real (watts) a la empresa distribuidora, pero requieren una fuente de potencia reactiva (VArS) que en algunos casos es proporcionada por el sistema de la empresa distribuidora.

Los generadores sincrónicos tienen un devanado de campo de corriente continua que proporciona una fuente de excitación a la máquina. Pueden ser una fuente de watts y de VArS para el sistema de la empresa distribuidora, como muestra la figura 39, y requieren equipo de sincronización para la puesta en paralelo con la red eléctrica.

Ambos tipos de máquinas requieren protección de la interconexión. La protección de la interconexión pertinente a los generadores de inducción por lo general requiere únicamente relevadores de sobre/bajo voltaje y de frecuencia.

Figura 38. **Generador de inducción**

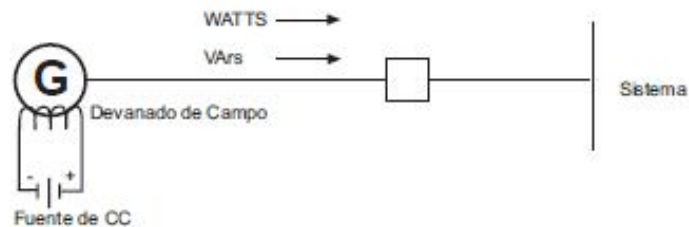


DE INDUCCIÓN

- excitación proporcionada externamente
- arranca como un motor (o sea, no requiere equipo de sincronización)
- menos costoso que las máquinas sincrónicas

Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 39. **Generador sincrónico**



SINCRÓNICO

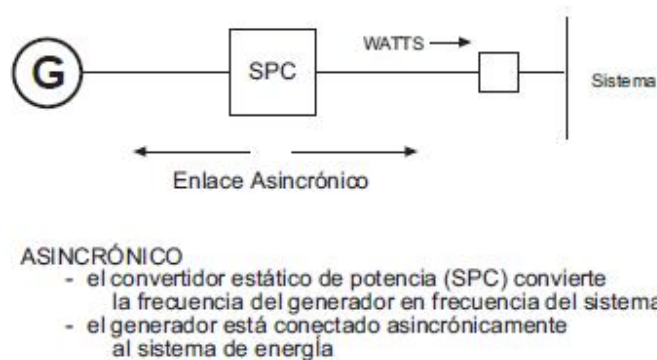
- el campo de CC proporciona la excitación
- se requiere sincronizarlo al sistema de la empresa eléctrica

Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Los pequeños generadores distribuidos de tipo no tradicional, especialmente los de nueva tecnología de micro turbina, son considerados cada vez más frecuentemente como una fuente de energía para el próximo milenio.

La mayoría de estas máquinas se conectan asincrónicamente al sistema de energía por medio de Convertidores Estáticos de Potencia (SPCs). Estos SPCs son dispositivos con base a tiristores controlados por microprocesador que convierten voltaje de CA en una dada frecuencia en voltaje de sistema de 60 Hz. El control electrónico digital del SPC regula la salida de potencia del generador y detiene la máquina cuando el sistema de la empresa distribuidora no está disponible. No se determinó aún si es necesario contar con protección independiente para evitar la formación de islas en el sistema, pero ello está siendo considerado por el *Standards Coordinating Committee 21* (SCC-21) [Comité Coordinador de Normas] del IEEE. Al ir aumentando el tamaño de estas máquinas, quizás se hará necesario considerar la protección independiente de las interconexiones. La figura 40 muestra un diagrama unifilar típico para estos tipos de generadores.

Figura 40. **Generador asincrónico**

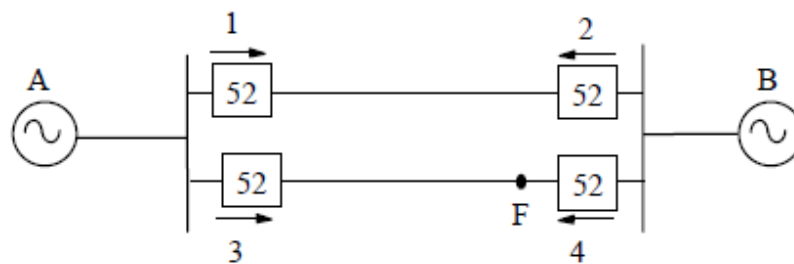


Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Si se tuviera generación también del lado de carga, se ajustarían las protecciones con relevadores direccionales de sobre corriente, que constan fundamentalmente, de un elemento de sobre corriente convencional y de un elemento direccional que opera en conjunto con el anterior. El elemento direccional puede actuar sobre el elemento de sobre corriente, en principio, en una de las dos maneras siguientes:

Supervisión direccional: se conectan los contactos de los elementos de sobre corriente y direccional en serie en el circuito de desenganche del interruptor de potencia; de manera que mientras no se cierren los dos contactos no se completa dicho circuito y por lo tanto el interruptor no abre. Este procedimiento; sin embargo, puede en ciertos casos, causar una falsa operación de la protección, cuando la dirección del flujo de potencia en una línea sana cambia repentinamente al despejarse parcial o totalmente una falla externa y el elemento de sobre corriente es de baja velocidad de operación. A manera de ejemplo, se considerará la situación de la figura 41.

Figura 41. **Sistema en doble circuito, con alimentación en ambos extremos**



Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

Si la capacidad de generación de A es mucho mayor que la de B, el elemento de sobre corriente en el interruptor 2 puede operar para una falla en F, pero la apertura se ve bloqueada por el elemento direccional.

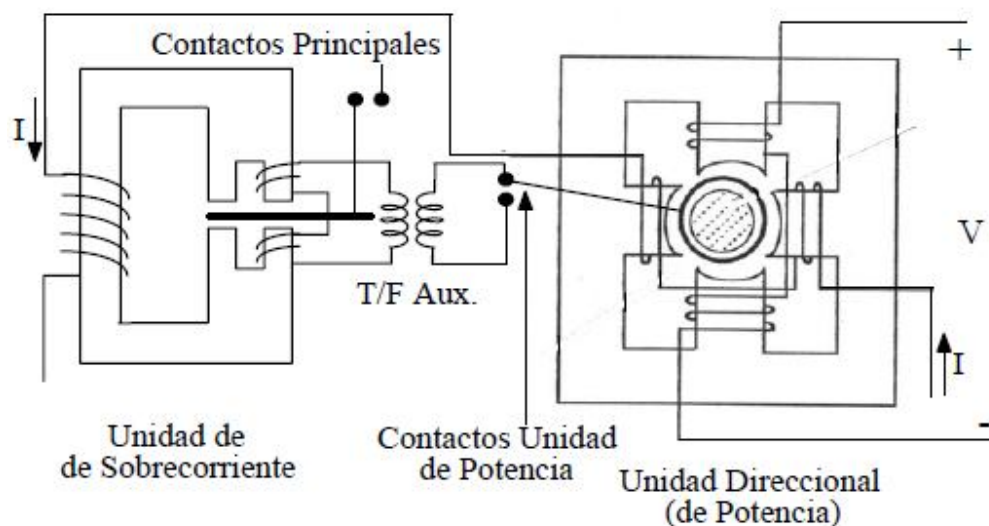
Cuando el interruptor 4 abre para aislar parcialmente la falla, la dirección de la potencia en el interruptor 2 se invierte y, como sigue existiendo una sobre corriente, el relevador abrirá el interruptor 2 innecesariamente.

Control direccional: se combinan ambos elementos de modo que mientras no opere el elemento direccional no pueda hacerlo el de sobre corriente.

Es decir, el elemento direccional habilita al elemento de sobre corriente de manera que en el circuito de desenganche del interruptor sólo se incluye el contacto de la unidad de sobre corriente.

Esta disposición permite evitar los inconvenientes mencionados en el párrafo anterior. A manera de ejemplo, en la figura 42 se muestra en forma esquemática el relevador IBC de *General Electric*.

Figura 42. **Relevador de sobre corriente direccional IBC de G.E.**



Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

3.1.9. Ejemplos de conexiones de transformador para interconexión

Hay cinco conexiones de transformador que se emplean frecuentemente para interconectar generadores dispersos al sistema de la empresa distribuidora. Cada una de estas conexiones de transformadores tiene sus ventajas y sus desventajas. La figura 43 muestra varias posibles opciones y algunas de las ventajas y problemas relativos a cada tipo de conexión.

3.1.9.1. Conexiones del transformador de interconexión en triángulo (prim.)/triángulo (sec.), triángulo (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.) y estrella no puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)

La principal preocupación relativa a un transformador de interconexión con devanado primario no puesto a tierra es que luego que el interruptor de subestación A dispare ante una falla a tierra en la localización F1.

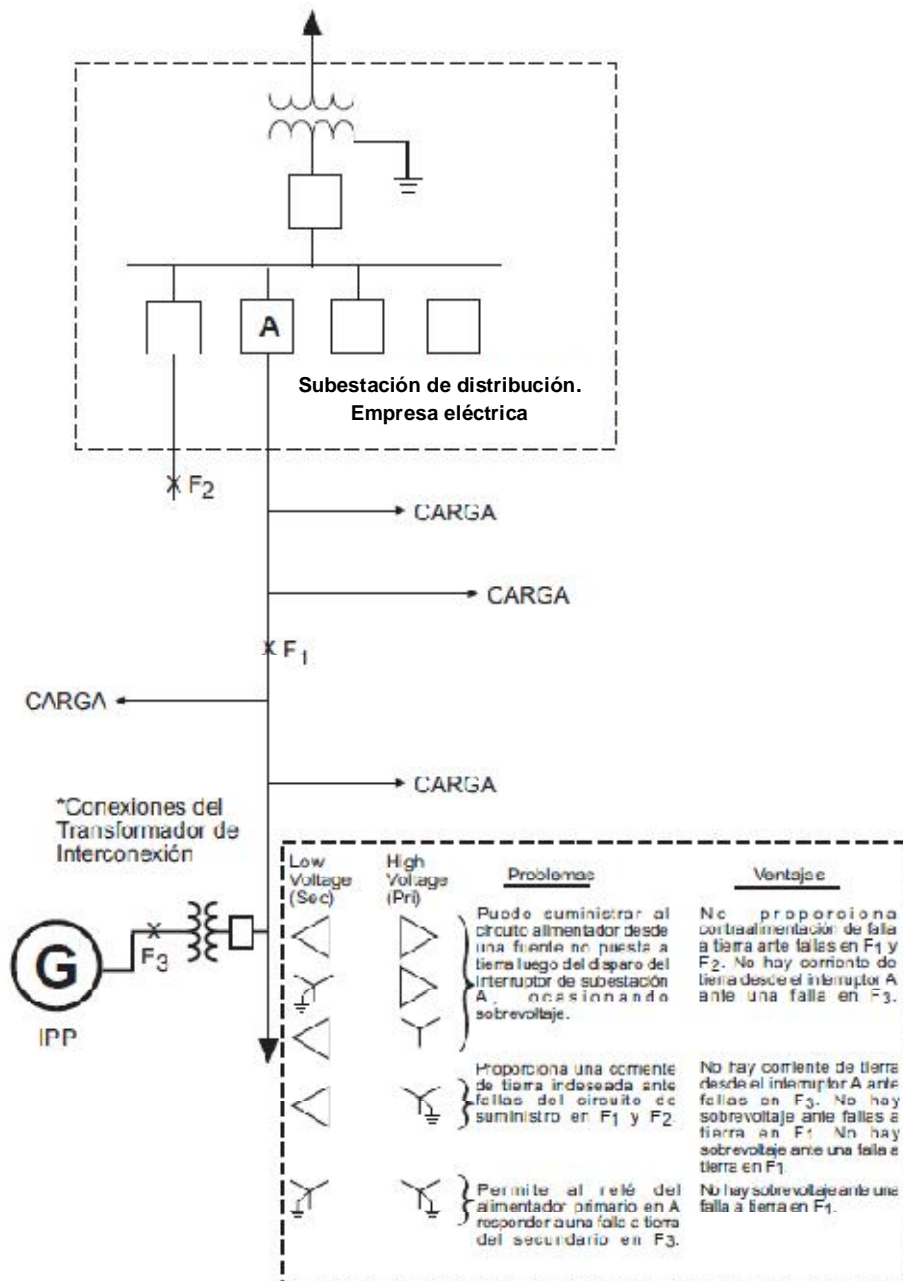
El sistema con múltiples conexiones a tierra no esté conectado a tierra, sometiendo al transformador montado en poste clasificado como L-N (fase a neutro), en las fases sin falla, a un sobre voltaje cercano al voltaje L-L (entre fases). Ello puede ocurrir si el generador distribuido está cerca de la capacidad de la carga en el alimentador cuando el interruptor A dispara. Los sobre voltajes resultantes van a saturar el transformador montado en poste, que normalmente opera en el codo de la curva de saturación, como indica la figura 44.

Muchas empresas distribuidoras usan transformadores de interconexión sin puesta a tierra únicamente si se experimenta una sobrecarga de 200% o más en el generador cuando el interruptor A dispara.

Durante las fallas a tierra, este nivel de sobrecarga no permitirá que el voltaje en las fases sin falla se eleve en exceso del voltaje L-N normal, evitando la saturación del transformador montado en poste.

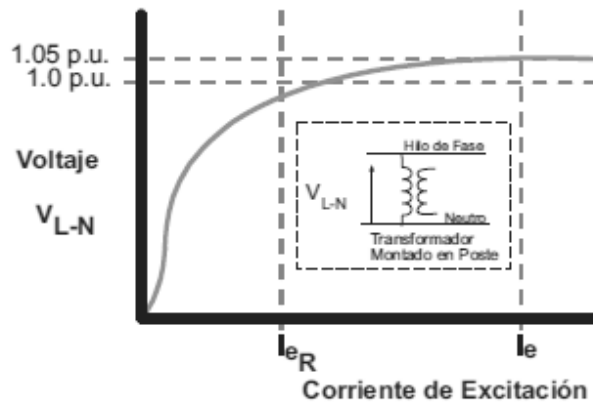
Por esta razón, los devanados primarios sin puesta a tierra deberán por lo general reservarse para pequeños generadores para los que se esperan sobrecargas de por lo menos 200% ante la formación de islas.

Figura 43. Conexiones del transformador de interconexión



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 44. Curva de saturación de transformadores montados en poste

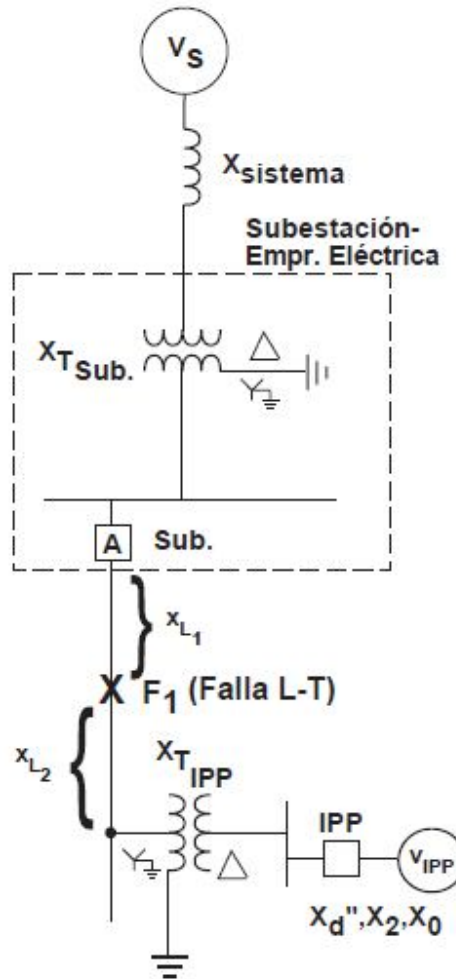


Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.1.9.2. Conexiones del transformador de interconexión en estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)

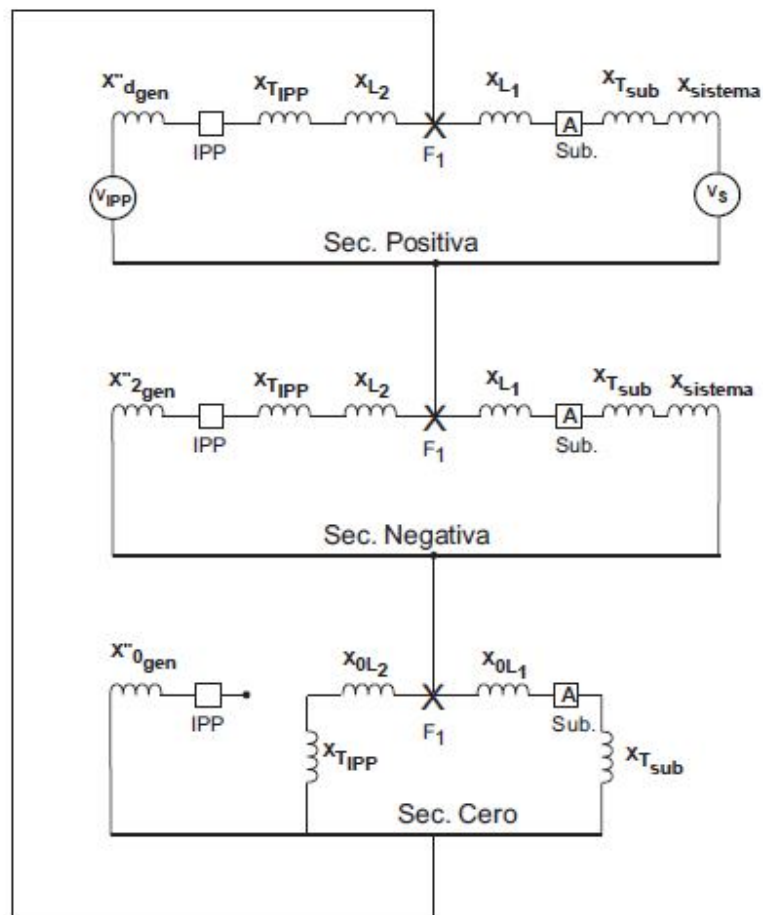
La principal desventaja de esta conexión es que proporciona una corriente de falla a tierra indeseada ante las fallas del circuito de suministro en F1. Las figuras 45 y 46 ilustran este aspecto para un circuito de distribución típico.

Figura 45. Diagrama unifilar para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 46. Circuito de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/triángulo (sec.)



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

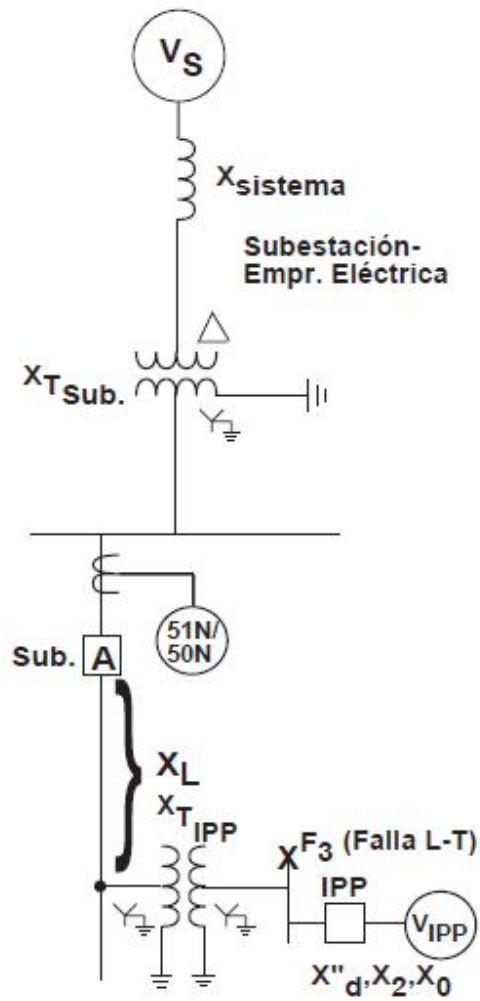
El análisis del circuito de componentes simétricos en la figura 46 indica también que aun cuando el generador distribuido está fuera de la línea (el interruptor del generador está abierto), la corriente de falla a tierra seguirá siendo proporcionada al sistema de la empresa distribuidora si el transformador de interconexión del generador permanece conectado.

Este será el caso habitual, ya que la protección de la interconexión típicamente dispara el interruptor del generador. El transformador en el sitio del generador distribuido actúa como un transformador de puesta a tierra con corriente de secuencia cero circulando en los devanados del secundario en triángulo. Además de estos problemas, la corriente de carga desequilibrada en el sistema, que antes de añadirse el transformador del generador distribuido retornaba a tierra a través del neutro del transformador de subestación principal, ahora se divide entre los neutros del transformador del generador distribuido y de la subestación. Esto puede reducir la capacidad de conducción de carga del transformador del generador distribuido y puede crear problemas cuando la corriente del alimentador está desequilibrada como consecuencia de la operación de dispositivos de protección monofásicos, como ser los reconectores de línea y fusibles. Si bien la conexión del transformador en estrella puesta a tierra/triángulo se usa generalmente para grandes generadores conectados al sistema de transmisión de la empresa distribuidora, la misma presenta algunos problemas de importancia cuando se usa en sistemas de distribución de 4 hilos. Al considerar su posible uso, la empresa distribuidora deberá evaluar éstos aspectos.

3.1.9.3. Conexiones del transformador de interconexión en estrella puesta a tierra (prim.)/ estrella puesta a tierra (sec.)

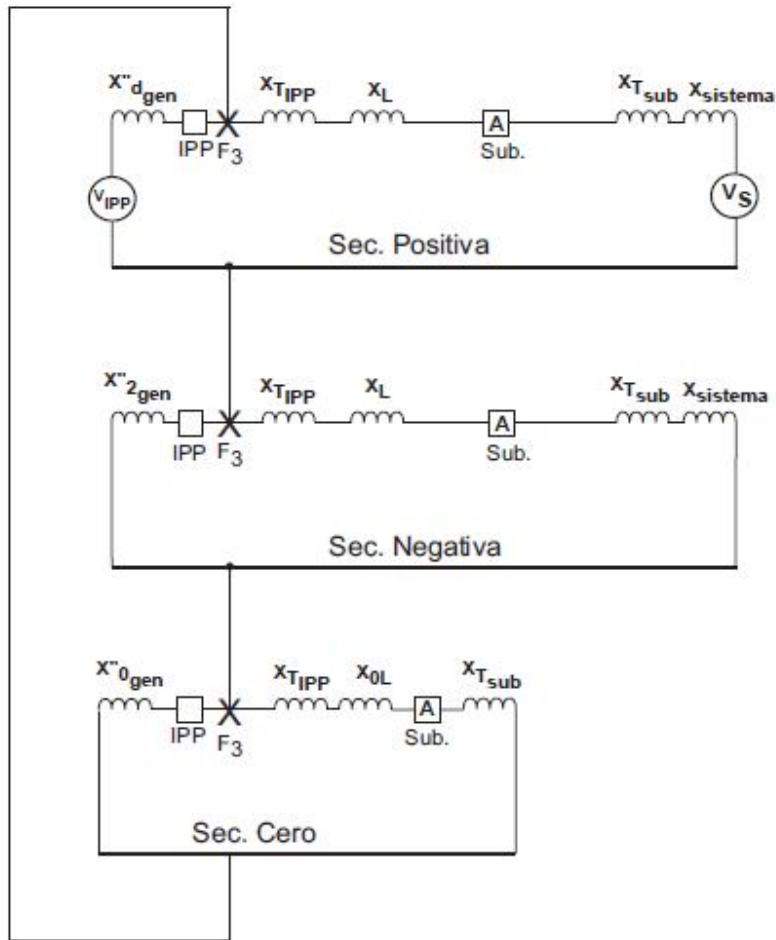
La principal preocupación respecto a un transformador de interconexión con devanados primarios y secundarios puestos a tierra es que también proporciona una fuente de corriente a tierra indeseada ante fallas del alimentador de la empresa distribuidora, de modo similar a lo descrito en la sección anterior. Asimismo, permite que los relevadores alimentadores de tierra con ajuste sensible en la subestación respondan a las fallas a tierra en el secundario del transformador del generador distribuido (F3). Las figuras 47 y 48 ilustran este aspecto mediante el análisis del circuito de componentes simétricos.

Figura 47. Diagrama unifilar para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.)



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 48. Circuito de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella puesta a tierra con estrella puesta a tierra (prim.)/estrella puesta a tierra (sec.)



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.1.10. Métodos y procedimientos de protección de interconexiones de pequeños generadores distribuidos

Los niveles funcionales de la protección de interconexiones varían substancialmente dependiendo de factores como: tamaño del generador, punto de interconexión con el sistema de la empresa distribuidora (distribución o transmisión), tipo de generador (de inducción, sincrónico, asíncrono) y configuración del transformador de interconexión.

Como se muestra en la tabla VIII, se pueden listar los objetivos específicos de un sistema de protección de interconexiones así como los requisitos funcionales del relevador para lograr cada objetivo.

Tabla VIII. **Áreas de la protección de interconexiones**

Objetivo de la Protección de Interconexiones	Función de Protección a Usar
Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica	81 O/U, 81 R*, 27/59, 59 I, TT**
Detección de cotraalimentación de fallas	Fallas de Fase: 51 V, 67, 21 Fallas a Tierra: 51 N, 67 N, 59 N, 27 N
Detección de condiciones perjudiciales en el sistema	47, 46
Detección de flujo de potencia anormal	32
Restauración	25
* Tasa de Cambio	
** Disparo de Transferencia	

Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.1.10.1. Detección de la pérdida de operación en paralelo con el sistema de la empresa distribuidora

El medio más básico y universal de detectar la pérdida de operación en paralelo con la empresa distribuidora, consiste en establecer una “ventana” de sobre/baja frecuencia (81O/U) y sobre/bajo voltaje (27/59) dentro de la cual se le permite operar al generador distribuido. Cuando el generador distribuido está “en isla” con el sistema de la empresa distribuidora, debido ya sea a una falla o a otra condición anormal, la frecuencia y el voltaje saldrán con rapidez fuera de la ventana de operación si existe una diferencia significativa entre los niveles de la carga y el generador distribuido.

En algunas aplicaciones de cogeneración, tales como las de la industria petroquímica y las de la pulpa y el papel, se utilizan relevadores de tasa de cambio de la frecuencia (81R) para poder detectar más rápidamente la pérdida del suministro de la empresa distribuidora. La función 81R separa de la empresa distribuidora las instalaciones de la planta. En muchos casos, se produce internamente el rechazo de cargas por baja frecuencia en la planta y las cargas críticas son aisladas y alimentadas por los generadores de distribución de la planta.

Si la carga y el generador están casi en equilibrio al momento de la separación, el voltaje y la frecuencia pueden permanecer dentro de la ventana de operación normal y puede no producirse el disparo por baja/sobre frecuencia y sobre/bajo voltaje. De existir esta posibilidad, quizás se necesite contar con disparo de transferencia (TT) usando un medio confiable de comunicación. Cuando los generadores de inducción están en isla con capacitores montados en poste y la capacidad del generador es cercana a la de la carga en isla, puede ocurrir una condición resonante que produzca un sobre voltaje no sinusoidal. Para estos casos, se puede utilizar un relevador de sobre voltaje instantáneo (59I) que responda a picos de sobre voltaje para permitir detectar esta situación.

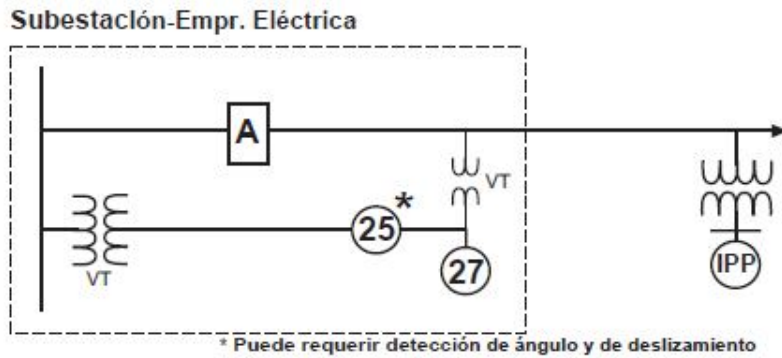
Cuando se detecte la pérdida de operación en paralelo, el generador distribuido deberá ser separado del sistema de la empresa distribuidora con rapidez suficiente para permitir el recierre automático del interruptor en la subestación de la empresa distribuidora. El recierre de alta velocidad del sistema de la empresa distribuidora puede ocurrir tan pronto como en 15 a 20 ciclos luego del disparo del interruptor. La empresa distribuidora deberá indicar al propietario del generador distribuido la velocidad de separación que se requiere.

El uso de relevadores de baja frecuencia en conjunción con la necesidad de separar el generador distribuido antes del recierre del interruptor de la empresa distribuidora, impide a la mayor parte de los pequeños generadores dispersos suministrar energía de respaldo a la empresa distribuidora durante perturbaciones importantes en el sistema.

Cuando la frecuencia decrece a causa de una perturbación importante en el sistema, estos generadores disparan quedando fuera de línea. Este problema del sistema se hará más crítico si el porcentaje de generación total en el sistema suministrado por pequeños generadores dispersos aumenta en los próximos diez años, como lo predicen algunos expertos en la industria.

Si se extienden los tiempos de disparo por baja frecuencia, quizás resultará necesario modificar el método de recierre de subestación, utilizando supervisión del voltaje de fuente conjuntamente con recierre con comprobación de sincronismo. Este tipo de esquema, indicado en la figura 49, ofrece seguridad contra el recierre previo a la desconexión del generador distribuido.

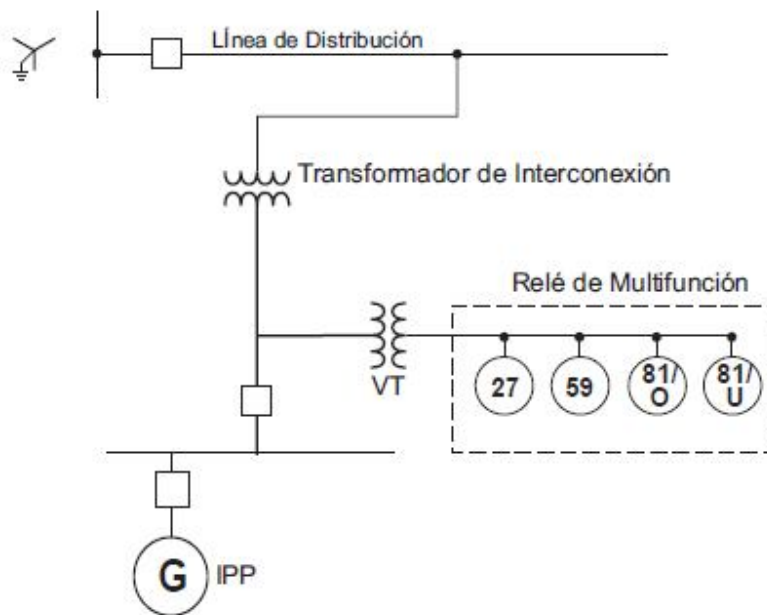
Figura 49. Esquema de subestación de la empresa distribuidora



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

La figura 50 muestra un típico esquema básico de sobre/bajo voltaje y sobre/baja frecuencia en una pequeña instalación del generador distribuido. Estas funciones de protección pueden todas incluirse en un sólo relevador digital de multifunción.

Figura 50. Típica protección de interconexión de un generador pequeño



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.1.10.2. Detección de contraalimentación de fallas

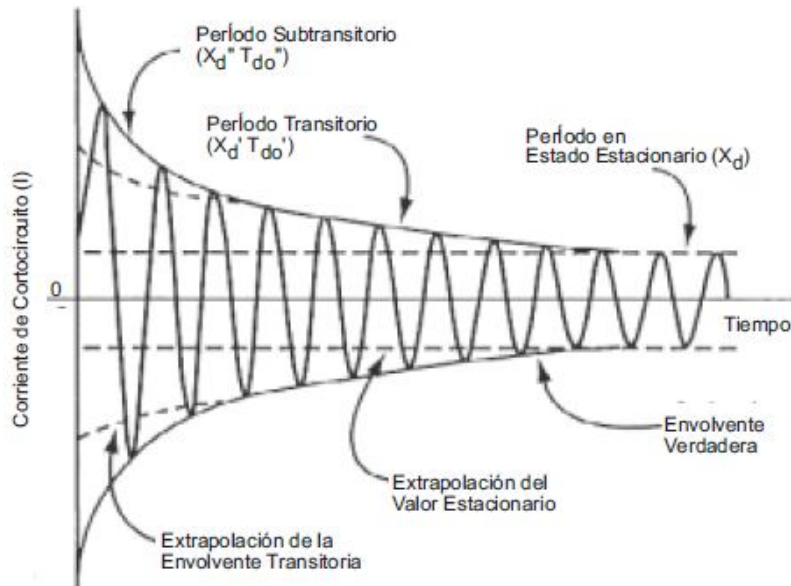
En muchos generadores pequeños de generación distribuida, no se proporciona por lo general detección de contraalimentación de fallas. Los generadores de inducción suministran tan sólo dos o tres ciclos de corriente de falla para las fallas externas, similarmente a los motores de inducción.

Las pequeñas máquinas sincrónicas están generalmente tan sobrecargadas luego que dispara el interruptor de subestación de la empresa distribuidora, que su contribución de corriente de falla es muy baja. Para estos pequeños generadores, la detección de la pérdida de operación en paralelo por medio de los relevadores 81O/U y 27/59 es toda la protección de interconexión que se necesita.

Cuanto mayor sea el generador, mayor es la posibilidad que contribuirá una magnitud significativa de corriente a una falla del sistema de la empresa distribuidora. Para cubrir ésta situación, se proporciona detección de contraalimentación de fallas además de la protección contra pérdida de operación en paralelo. Debe reconocerse que cuanto más prolongado sea el tiempo en que el generador está sometido a una falla, menor será la corriente que el generador sincrónico proporciona a la falla.

La figura 51 muestra la curva de decremento del generador. El nivel de corriente de falla a diversos intervalos luego de producirse la falla depende de las reactancias del generador (X_d'' , X_d'). La rapidez de decaimiento depende de las constantes de tiempo del campo del circuito abierto (T_{do}'' , T_{do}').

Figura 51. Curva de corriente de cortocircuito del generador



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Al desarrollar un sistema de protección con eliminación de contraalimentación, es necesario considerar el decaimiento de la corriente ante fallas externas. Típicamente, se emplean funciones de relevadores tales como la 67, la 21 o la 51V para detección de la contraalimentación de fallas de fase. Al establecer los ajustes para los relevadores 67 y 21, el ajuste de arranque del relevador deberá definirse excediendo el nivel de corriente de generación que el generador distribuido está suministrando al sistema de la empresa distribuidora. Algunas empresas distribuidoras supervisan un relevador de sobre corriente controlado con restricción de voltaje (51V) junto con la función 67 para incrementar la sensibilidad del arranque.

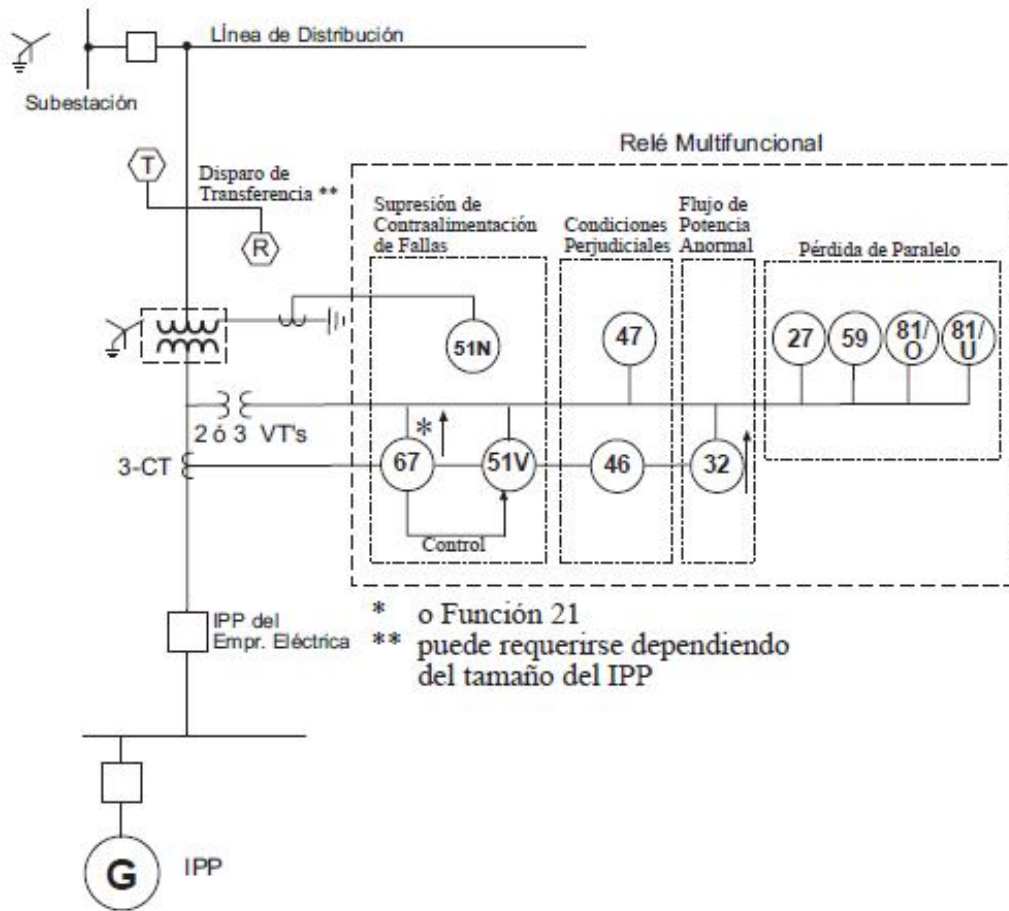
La supresión de la contraalimentación de fallas a tierra depende de la conexión del devanado primario del transformador de interconexión. Para devanados de transformador con primario conectado a tierra se utiliza un relevador de sobre corriente de neutro 51N, o en algunos casos, un relevador direccional de tierra 67N.

Las figuras 52 y 53 muestran una típica protección de interconexiones para instalaciones con transformadores de interconexión con devanado primario conectado a tierra.

Para los transformadores de interconexión no puestos a tierra, los relevadores de sobre voltaje de neutro (59N, 27N) proporcionan la detección de fallas a tierra del suministro. Los TVs (transformadores de voltaje) que alimentan estos relevadores tienen sus devanados primarios conectados fase a tierra. Estos devanados primarios están generalmente clasificados para pleno voltaje entre fases. Muchas empresas distribuidoras utilizan conexiones de transformadores de voltaje utilizando un sólo TV con relevadores 59N y 27N o tres TVs conectados en configuración de triángulo abierto.

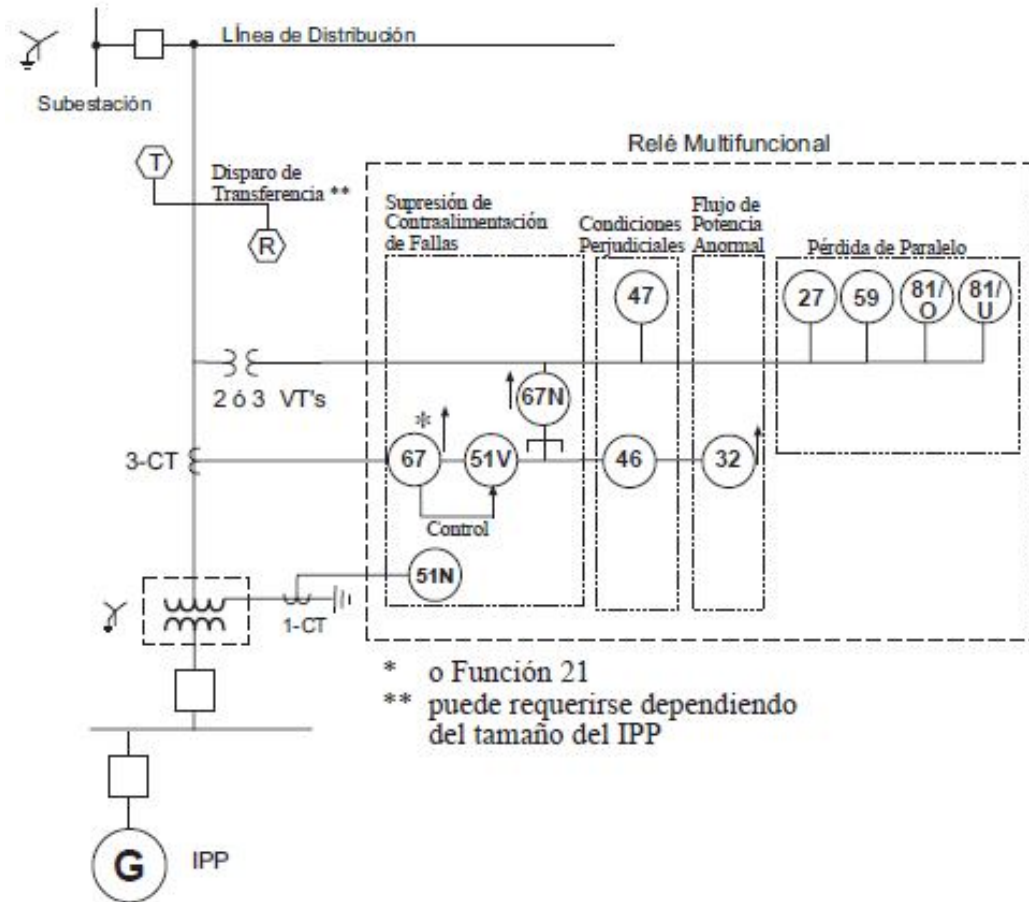
La figura 54 exhibe una protección de interconexión típica para un generador distribuido con configuración de transformador de interconexión no puesto a tierra.

Figura 52. Protección típica para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)



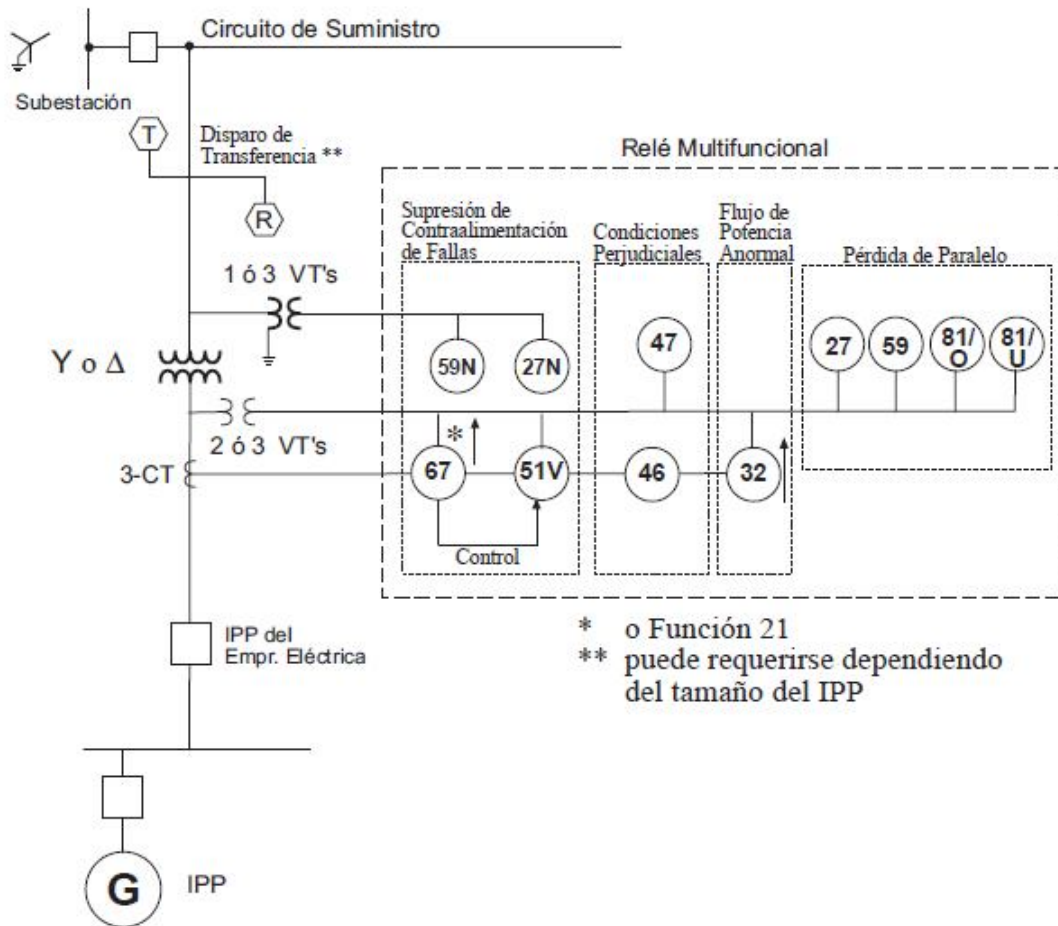
Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 53. Protección típica alternativa para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con estrella puesta a tierra (prim.)



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

Figura 54. Protección típica para un generador distribuido de tamaño mediano con transformador de interconexión con (prim.) no puesta a tierra



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.1.10.3. Detección de condiciones perjudiciales en el sistema

Las condiciones de corriente desequilibrada producidas por conductores abiertos o inversiones de fase en el circuito de suministro de la empresa distribuidora pueden someter al generador distribuido a un alto nivel de corriente de secuencia negativa. Esta alta corriente de secuencia negativa resulta en un rápido calentamiento del rotor, lo que provoca daños en el generador distribuido. Muchas empresas distribuidoras proporcionan la protección contra estas corrientes desequilibradas como parte del conjunto de protección de interconexiones, utilizando un relevador de sobre corriente de secuencia negativa (46).

Para ofrecer protección contra inversiones de fase debidas al “intercambio de fases” inadvertido luego de la restauración de la potencia, se utiliza también un relevador de voltaje de secuencia negativa (47). Estas funciones se exhiben en las figuras 52, 53 y 54.

3.1.10.4. Flujo de potencia anormal

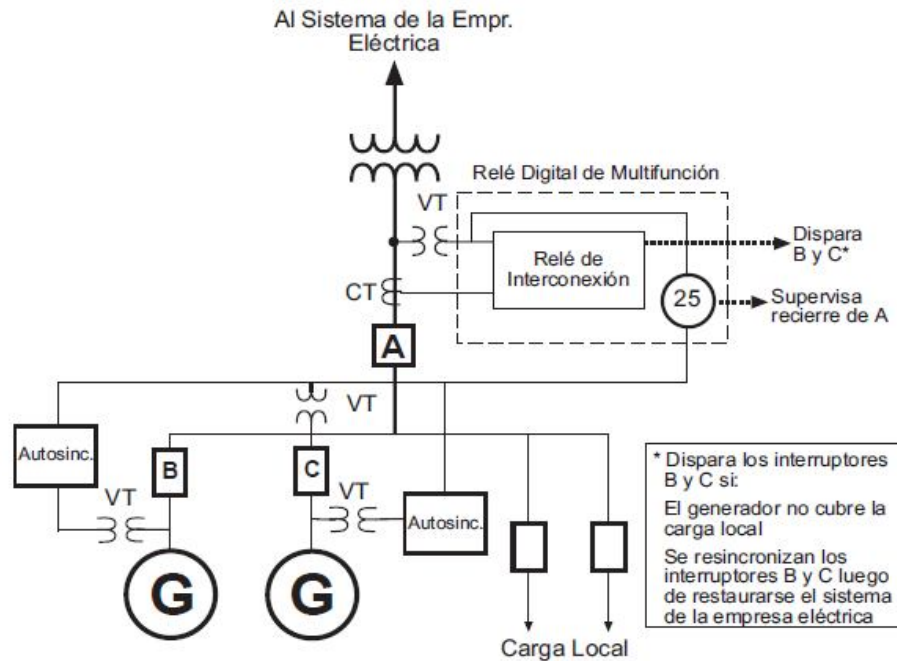
Algunos contratos de interconexión entre generadores distribuidos que cogenaran y empresas distribuidoras prohíben al generador distribuido suministrar potencia a la empresa distribuidora. El generador distribuido cogenerador suministra potencia únicamente a la carga local en las instalaciones del generador distribuido y reduce los costos de demanda de la empresa distribuidora mediante la “reducción de picos de demanda”. El procedimiento frecuente de las empresas distribuidoras consiste en instalar un relevador de potencia direccional (32) para disparar al generador distribuido si se producen flujos inadvertidos de potencia al sistema de la empresa distribuidora durante un período predeterminado de tiempo, en violación del contrato de interconexión. Las figuras 52, 53 y 54 ilustran este tipo de detección de flujos de potencia anormales.

3.1.10.5. Procedimientos de Disparo/Restauración del generador distribuido

Una vez que el generador del generador distribuido ha sido separado del sistema de la empresa distribuidora luego que haya operado la protección de la interconexión, será necesario restaurar dicha interconexión. Hay dos procedimientos de disparo/restauración del generador distribuido que se usan mucho en la industria. El primer método de restauración (caso 1) se utiliza en aplicaciones donde la generación en las instalaciones de generación distribuida no cubre la carga local. En estos casos, la protección de la interconexión generalmente dispara los interruptores del generador distribuido, como indica la figura 55. Al restaurarse el sistema de la empresa distribuidora, los generadores típicamente son resincronizados en forma automática.

Muchas empresas distribuidoras requieren un relevador de comprobación de sincronismo (25) en el principal interruptor de entrada para supervisar el recierre, como medida de seguridad para evitar el cierre no sincronizado. El relevador de comprobación de sincronismo por lo general está equipado con lógica de bajo voltaje de barra muerta (inactiva) para permitir el recierre desde el sistema de la empresa distribuidora ante una condición de barra muerta en las instalaciones del generador distribuido.

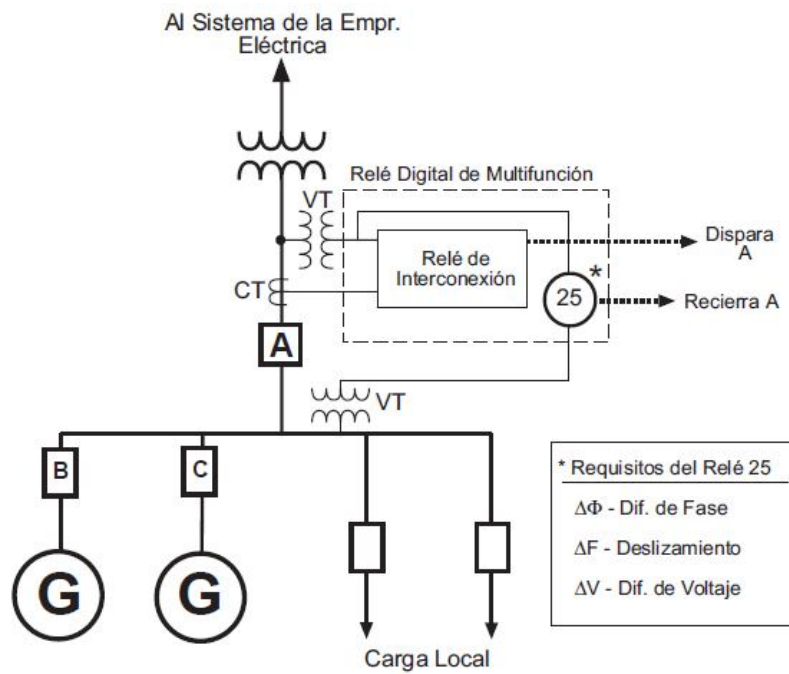
Figura 55. Restauración luego de un disparo en la interconexión—Caso 1



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

El segundo método de restauración (caso 2) se utiliza donde el generador distribuido cubre aproximadamente la carga local. En estos casos, la protección de la interconexión dispara el interruptor principal de llegada (interruptor A) como se muestra en la figura 56. A menudo, las instalaciones del generador distribuido pueden contar internamente con rechazo (separación) de cargas por baja frecuencia, tal como es el procedimiento en las instalaciones petroquímicas y de pulpa y papel, para adaptar la carga local a la generación disponible luego de la separación de la empresa distribuidora. Para resincronizar las instalaciones del generador distribuido al sistema de la empresa distribuidora, se requiere un relevador de comprobación de sincronismo más sofisticado, que mide no sólo el ángulo de fase ($\Delta\theta$) sino el deslizamiento (ΔF) y la diferencia de voltaje (ΔV) entre los sistemas de la empresa distribuidora y del generador distribuido. Típicamente, dichos relevadores supervisan el recierre manual local y remoto.

Figura 56. Restauración luego de un disparo en la interconexión—Caso 2



Fuente: Charles J. Mozina, Protección de interconexiones de generadores de IPP.

3.2 Protecciones aplicables a generación eólica

La conexión de los parques eólicos a las redes distribuidoras presenta problemas de diferente naturaleza. Estos problemas se derivan de la naturaleza del elemento de conversión electromecánico de energía (la máquina asíncrona) y de la característica aleatoria de la fuente de energía primaria (el viento). La máquina asíncrona carece de capacidad de regulación de tensión y frecuencia y absorbe potencia reactiva en todo su margen de funcionamiento. Es preciso pues, que la red a la que está conectada proporcione la potencia reactiva que necesita y mantenga la tensión y frecuencia en sus bornes ante variaciones de la carga. Por otro lado, la potencia desarrollada por la turbina eólica que acciona el generador asíncrono depende de la velocidad del viento. Estos problemas pueden tener diferente impacto dependiendo de las características de la red a la que está conectado el parque: red aislada o sistema interconectado.

La parte distribuidora se puede diseñar tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión del generador, directa o indirecta, a la red.

La topología empleada para convertir la energía mecánica procedente del viento en energía distribuidora condiciona directamente el comportamiento del aerogenerador en cuanto a su velocidad de rotación, y estas pueden ser:

- Velocidad constante
- Velocidad prácticamente constante
- Velocidad variable

3.2.1. Comportamiento con respecto a la red

Estos aerogeneradores transmiten las variaciones de potencia del viento a la red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a la red es muy variable, con fuertes picos en caso de ráfagas de viento. También transmiten el efecto de interferencia que hacen las palas al pasar delante de la torre, en la región de 3 a 8 Hz, lo que es una causa de *flicker* o parpadeo.

La regulación de la frecuencia de la velocidad de giro es sólo posible si se puede cambiar el número de polos de la máquina o se tienen dos generadores (uno para vientos medios y altos, y otro para vientos bajos). Lo mismo sucede con la regulación del voltaje ya que siempre está consumiendo reactiva, pudiéndose regular sólo un pequeño margen con los condensadores para obtener un factor de potencia próximo a la unidad.

Ante los huecos de voltaje reacciona aumentando la velocidad de giro de las palas ya que el par eléctrico resistente se reduce con el cuadrado del voltaje, al disminuir éste por el efecto de los huecos de voltaje.

Para evitar el embalamiento de la máquina, ésta se desconecta para protegerla de la sobre velocidad. Sin embargo, si la duración del hueco de voltaje es pequeña, por despejarse rápidamente la falla que lo ha producido, se aplica de nuevo el par resistente eléctrico frenándose la máquina. La inestabilidad de la máquina depende del tiempo que se tarde en eliminar la falla, por lo que se puede establecer un tiempo mínimo para evitar que se disparen las protecciones de sobre velocidad de la máquina.

El tipo de falla, es decir su severidad y grado de generación eólica (magnitud del viento) en el momento de producirse el hueco de voltaje, influyen en la aceleración que adquiere el aerogenerador, por ser diferentes los pares eléctrico y mecánico producidos.

3.2.1.1. Comportamiento con respecto a la red

Las turbinas de velocidad variable y generador doblemente alimentado tienen unas posibilidades de control mayores. La regulación de voltaje se puede hacer actuando sobre la parte del convertidor conectado a la red controlando su corriente “ I_d ”. Se puede absorber o producir potencia reactiva aunque su rango de variación depende de las dimensiones del convertidor.

La regulación de la frecuencia es posible actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor, que hace variar el par y, por consiguiente, la potencia entregada; sin embargo, su capacidad para poder soportar huecos de voltaje es limitada; ante huecos de voltaje importantes se deberá desconectar de la red.

No obstante, existen soluciones para evitar esta desconexión en base al uso de generadores doblemente alimentados sobredimensionados y a separar transitoriamente el estator de la red mediante un dispositivo electrónico, lo que evita que se reflejen las corrientes estáticas elevadas en el rotor por efecto transformador.

También se puede cortocircuitar el rotor por medio de un dispositivo llamado *active crowbar* con dos disposiciones de diodos o tiristores situados entre el rotor y la parte del convertidor conectado a él, con lo que se evita que las elevadas corrientes del rotor entren en el convertidor y, posteriormente, una vez que se detecta que se han alcanzado valores normales, volver a conectar el convertidor.

3.2.1.2. Comportamiento con respecto a la red

El generador puede ser síncrono o asíncrono. Estas máquinas pueden regular la frecuencia con menos problemas actuando sobre la parte del convertidor del lado de la turbina.

Sin embargo, para aumentar la frecuencia, el generador tiene que estar funcionando a una potencia inferior a la nominal o tener un parque con una potencia instalada superior a la nominal; en ambas situaciones el parque no produce a la máxima potencia.

La regulación del voltaje es posible actuando sobre la parte del inversor; si se necesita un amplio campo de regulación de voltaje, se debe sobredimensionar el inversor.

Respecto a la regulación de potencia y voltaje (control de reactiva), el generador síncrono con convertidor al 100% de la potencia nominal, ofrece un mejor comportamiento frente a transitorios y una mayor flexibilidad.

En cuanto a la posibilidad de soportar huecos de voltaje producidos por fallas, el generador síncrono los soporta actuando sobre los generadores doblemente alimentados de la parte de red, reduciendo el incremento de corriente que se produce tras el hueco de voltaje.

El suministro de corriente de alimentación cuando la falla ésta todavía sin despejar, es muy problemático dado que toda la corriente debe pasar a través del convertidor por lo que éste se puede sobredimensionar ó también desconectar para volverlo a reconectar una vez despejada la falla.

3.2.2. Efectos de la conexión de un parque eólico a la red distribuidora

La conexión de un parque eólico a la red distribuidora se realiza, en un punto determinado, a través de una red propia de voltaje medio.

La conexión de la energía eólica en una red de distribución existente modifica la filosofía de diseño con la que fue construida dicha red. En una red sin energía eólica, la generación conectada a un nivel de voltaje elevado se distribuye a través de la red, transformadores y aparataje, en niveles de voltaje inferiores hasta llegar al consumidor; en un sistema con una alta penetración de generación eólica, el flujo de energía se puede invertir y, por ello, el diseño de la red se debe adaptar a esta circunstancia.

La finalidad de un sistema eléctrico de potencia es producir, transportar y distribuir energía eléctrica manteniendo los parámetros (voltaje, frecuencia y forma senoidal) dentro de unos límites bien definidos. El voltaje está sometido a variaciones, debido a la energía reactiva consumida, mientras que el consumidor puede experimentar perturbaciones eléctricas como huecos de voltaje, interrupciones, etc. La frecuencia depende del equilibrio entre la potencia activa generada y consumida.

Aparte de estos fenómenos hay que tener en cuenta la existencia de cargas no lineales, cada vez más presentes en la red, que generan armónicos y *flicker*, provocando la distorsión de la onda senoidal.

El suministro se caracteriza mediante los siguientes parámetros:

- Frecuencia, amplitud y variaciones del voltaje suministrado
- Variaciones rápidas de voltaje
- Huecos de voltaje
- Interrupciones breves y largas del voltaje suministrado
- Sobre voltajes temporales y /o transitorias en la red entre fases y tierra
- Desequilibrio del voltaje suministrado
- Voltajes armónicos e interarmónico
- Señales de transmisión de información por la red

Los sistemas eléctricos de los aerogeneradores pueden ser los que introduzcan perturbaciones en la red o ser las propias máquinas susceptibles a perturbaciones provenientes de la red.

La producción de energía reactiva es un factor importante que influye en el nivel de voltaje de la red. Los aerogeneradores de inducción con rotor de jaula de ardilla tienen la característica de que consumen potencia reactiva para así generar potencia activa.; la razón de emplear habitualmente una compensación de potencia reactiva radica en que los gestores de la red a la que está conectado el aerogenerador exigen un factor de potencia unitario, mientras que el productor procura minimizar el consumo de potencia reactiva para minimizar el costo de generación.

Los elementos a compensar en un parque eólico son:

- Las máquinas de inducción
- Los transformadores BT/MT
- El transformador de conexión de la red del parque a la red pública

Como la potencia reactiva a compensar depende del nivel de generación, se emplea compensaciones de potencia reactiva variable que, a través de escalones, añaden o eliminan baterías de condensadores; durante el proceso del cambio de escalón se pueden producir sobretensiones y, por tanto, hay que tomar precauciones.

Las máquinas de inducción doblemente alimentadas y las máquinas asíncrono/síncrono con un convertidor para potencia plena, no precisan compensación de potencia reactiva, debido a sus propias características de funcionamiento.

El impacto dinámico de la generación eólica a la red se limita a:

- Las variaciones de voltaje durante la conexión de aerogeneradores
- *Flicker* o parpadeo durante dicha conexión
- *Flicker* durante la operación de los aerogeneradores
- Comportamiento dinámico del parque durante un cortocircuito en la red

Los principales condicionantes a tener en cuenta desde el punto de vista del sistema para la conexión de generación eólica:

- Diseño apropiado de los controles y protecciones del generador eólico para minimizar la posibilidad de disparos intempestivos y así minimizar el potencial disparo en cascada de generación;
- Niveles y tipos apropiados de compensación que permitan asegurar la operación estable de los parques eólicos ante perturbaciones y ante posibles condiciones de operación del sistema más débiles tras una contingencia.

3.2.2.1. Comportamiento de las centrales eólicas ante los huecos de voltaje

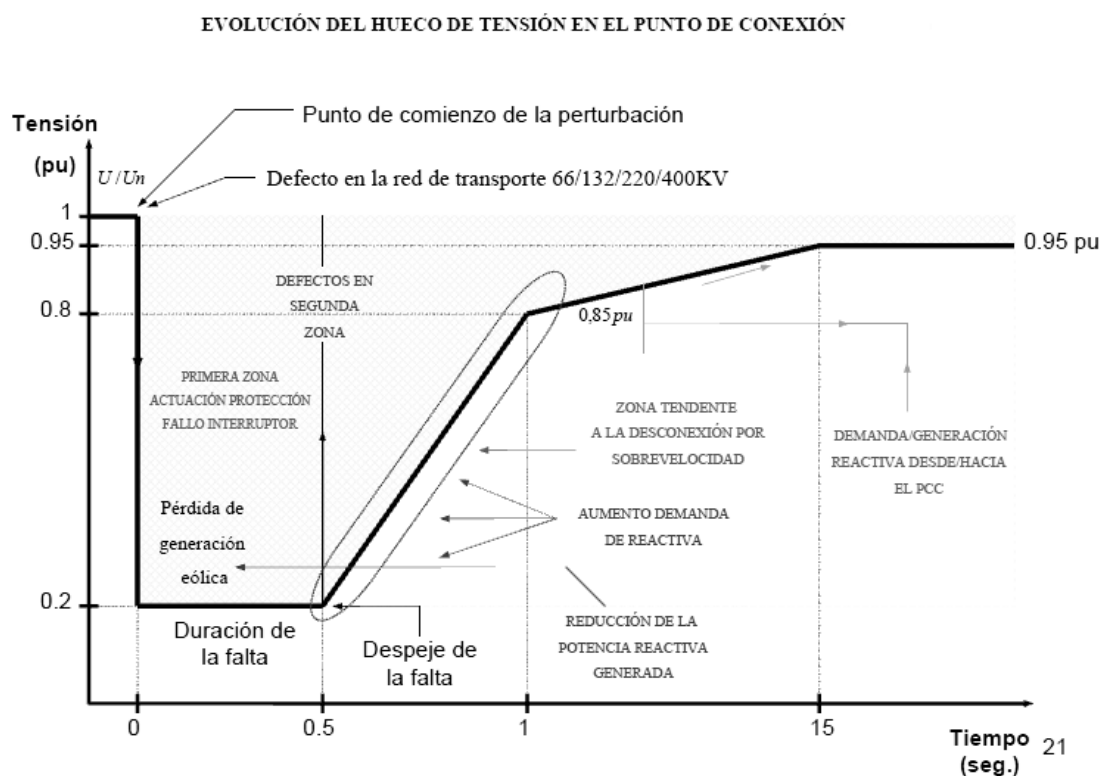
Los huecos de voltaje son quizá en las centrales eólicas el mayor reto a vencer, dado que el viento varía y no es fácil controlarlo e introduce mayor inestabilidad a la red, por ello se deben de tomar en cuenta medidas que garanticen la continuidad de suministro frente a huecos de voltaje.

La aparición de un cortocircuito provoca huecos de voltaje más o menos severos en los nudos de interconexión de los parques de la red. Dado que los parques tienen sistemas de protección que se pueden activar cuando se producen los huecos de voltaje y pueden dejar de operar en condiciones aceptables para el operador de red, se debe adoptar un procedimiento de operación ante huecos de voltaje que deben cumplir todas las instalaciones eólicas que deseen conectarse a la red.

3.2.2.2. Requisitos de continuidad de suministro

Para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a red, el parque debe permanecer conectado siempre que se produzcan regímenes transitorios de los voltajes fase-tierra en diferentes zonas como se muestra en la figura 57. Este despeje debe realizarse por medio de un relevador, el cual debe actuar para liberar la falla.

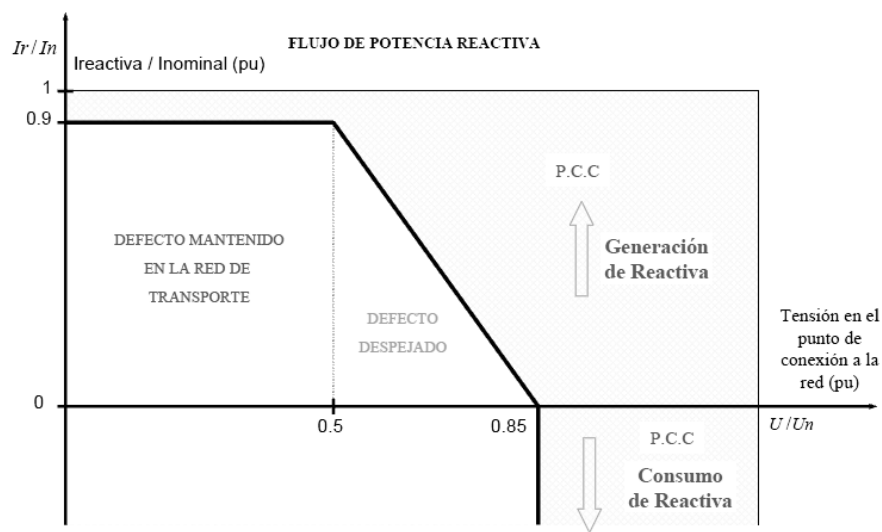
Figura 57. Liberación de la falla por medio de relevador



Fuente: Gerard del Rosario, Eduard Valsera, Marcela Martínez. Requerimientos de operación de parques eólicos ante huecos de tensión.

Durante las faltas trifásicas, se indica que la instalación debe generar la máxima cantidad de potencia reactiva posible. Tanto durante los 150 ms posteriores al inicio de la falta, como durante los 150 ms posteriores al inicio del despeje, la instalación debe funcionar en puntos dentro de la zona de defectos como se muestra en la figura 58.

Figura 58. **Flujos de potencia reactiva**



Fuente: Gerard del Rosario, Eduard Valseira, Marcela Martínez. Requerimientos de operación de parques eólicos ante huecos de tensión.

No se puede consumir potencia reactiva, hasta que la tensión de la red en el punto de conexión no se haya repuesto hasta el 85% de la tensión nominal.

En el caso de faltas monofásicas y bifásicas, tampoco admite consumo de potencias activa ni reactiva. Aún así, sí que se contemplan consumos puntuales, recogidos en la tabla IX.

Tabla IX. Consumos de potencia puntuales admisibles (faltas monofásicas y bifásicas)

Potencia consumida puntual	Durante los 150ms posteriores al inicio de la falta	Durante los 150ms posteriores al despeje de la falta	Durante el resto de la falta
$Q_{consumida}$	No especificado	No especificado	$Q(1_{ciclo}) \leq 40\%Q_{nominal}$ $E_{reactiva_falta} \leq 40\%Q_{nominal} * 100ms$
$P_{consumida}$	No especificado	No especificado	$P(1_{ciclo}) \leq 30\%P_{nominal}$ $E_{activa_falta} \leq 45\%P_{nominal} * 100ms$

Fuente: Gerard del Rosario, Eduard Valsera, Marcela Martínez. Requerimientos de operación de parques eólicos ante huecos de tensión.

En general, frente a cortocircuitos se requiere, que los aerogeneradores permanezcan conectados soportando la red, pero sin alimentar la falta. Sin embargo en todos los casos se admiten pequeños consumos puntuales al inicio o inmediatamente después del despeje de la falla.

3.2.3. Sistemas de protección del aerogenerador

La operación y la seguridad del aerogenerador serán controladas por los sistemas de protección y control. Estos sistemas deberán ser totalmente diseñados y construidos para proveer una segura y confiable operación del aerogenerador y de los equipos auxiliares, en condiciones desatendidas. Tales sistemas deben controlar la operación del aerogenerador, minimizar daños en los componentes en el caso de fallas, y mantener todo el tiempo el aerogenerador en una condición segura.

Los sistemas de control y protección deberán detectar toda condición no segura y hacer que la máquina se detenga, y/o retornar a una condición segura y sin riesgo.

La intervención manual o automática no deberá comprometer el funcionamiento del sistema de protección. El ajuste de los sistemas de control y protección deberá estar protegido contra interferencias no autorizadas. Ninguna falla simple en las partes sensoras o de activación del sistema de control podrá impedir el paro seguro de la máquina. Los sistemas de control y protección deberán estar protegidos con aislamientos ópticos en las entradas y por relevadores auxiliares en las salidas. Se deberá proveer todos los códigos fuente y sus diagramas, utilizados en el sistema de control y protección del aerogenerador, después de que se termine el período de garantía con la finalidad de que pueda realizarse algún cambio requerido.

3.2.3.1. Sistema de control

Este sistema deberá controlar la producción de energía distribuidora de la unidad en un amplio rango de velocidades del viento incluyendo todas las funciones relacionadas con el arranque y paro del aerogenerador. Deberá controlar la operación por medios activos o pasivos y mantener los parámetros de operación entre sus límites normales.

Como mínimo, el sistema de control debe gobernar las siguientes funciones y parámetros:

- Limitación de potencia
- Velocidad del rotor
- Conexión de la carga eléctrica
- Procedimientos de arranque y paro de la unidad
- Paro por salida de la red o pérdida de carga eléctrica
- Límite de trenzado de los cables
- Alineamiento con el viento

El sistema de control deberá proveer control manual en la base de la torre. El control manual deberá incluir como mínimo lo siguiente:

- Inhabilitar la operación automática con energía disponible sin que sea posible una contra orden remota
 - ✓ Arranque
 - ✓ Apagado
 - ✓ Manejo del timón (orientación)
 - ✓ Activación del freno
- Cambio del ángulo de paso (para equipos de paso variable, en donde el cambio de paso no deberá ser parte de las posibilidades manuales sino sujeto al sistema de control y protección);
- El sistema de control deberá mostrar en el aerogenerador, a través de una pantalla conveniente, las condiciones de operación de ese momento, que como mínimo deben incluir:
 - ✓ Estado
 - ✓ Códigos de las fallas
 - ✓ Potencia de salida
 - ✓ Velocidad del rotor en rpm
 - ✓ Angulo de paso (para equipos de paso variable)

3.2.3.2. Sistema de protección

El sistema de protección deberá activarse cuando el aerogenerador no está dentro de sus límites de operación normal, debido a una falla en el sistema de control, a los efectos de fallas internas o externas o ante un evento peligroso. El sistema de protección debe llevar al aerogenerador a una condición segura.

Los niveles de activación de sistema de protección serán puestos de tal forma que los límites de diseño no sean excedidos.

El sistema de protección deberá ser activado como mínimo en los siguientes casos:

- Falla o sobrecarga del generador
- Sobre velocidad
- Excesiva vibración
- Fracaso del sistema de control para detener el aerogenerador ante una pérdida de carga o caída de la red distribuidora
- Anormal trenzado de los cables debido a la rotación de la barquilla durante el alineamiento
- Baja presión de aceite en los sistemas hidráulicos
- Temperatura del generador
- Bajo y alto voltaje
- Baja y alta frecuencia
- Protección por pérdida, desbalance e inversión de la secuencia de fase

El equipo de protección deberá detener el aerogenerador si las condiciones externas del sistema eléctrico (tales como voltaje o frecuencia), no permiten una operación segura. El aerogenerador podrá ser reactivado sólo después de que las condiciones externas del sistema eléctrico sean restablecidas en sus niveles seguros. El sistema de protección será diseñado para fallas hacia la seguridad y deberá ser capaz de proteger la unidad de cualquier falla simple o falla en la fuente de energía, o de cualquier componente no seguro en el sistema de protección.

Si dos o más fallas son dependientes o tienen una causa común, deben ser tratadas como fallas simples.

3.2.3.3. Requerimientos funcionales de los sistemas de control y protección (Estos requerimientos son parte de las normas IEC)

El sistema de control deberá incluir dos o más sistemas redundantes (mecánicos, eléctricos o aerodinámicos), capaces de detener el rotor o traerlo a baja velocidad desde cualquier condición de operación. Al menos uno de estos sistemas deberá actuar en el eje de baja velocidad o en el rotor de la unidad.

Se deberán tomar medidas para reducir el riesgo de fallas latentes en los sistemas. Los sistemas y componentes no seguros deben fallar a una condición segura, o su condición debe ser monitoreada automáticamente. En cualquier caso, estas fallas deben iniciar el paro de la máquina. Los sistemas o componentes diseñados para fallas hacia la seguridad, deberán inspeccionarse a intervalos adecuados. Botones de paro de emergencia deberán ser instalados en la base de la torre y en la barquilla, en sitios de fácil acceso en el interior de la torre. La activación de cualquiera de estos botones deberá tener prioridad sobre el sistema automático de control, y la máquina deberá detenerse.

El arranque automático del aerogenerador no deberá ser posible siempre que una secuencia de paro haya sido iniciada debido a una falla o disparo interno críticos para la seguridad del aerogenerador.

3.2.4. Descripción de las principales protecciones

En este apartado se hace referencia principalmente a las protecciones mínimas requeridas para el mejor funcionamiento y continuidad de servicio de las centrales eólicas de conexión con la red de distribución.

3.2.4.1. Protección por sobrecarga

La protección por sobrecarga se diseña en forma tal que corresponda lo más aproximadamente posible a la curva de calentamiento de la mayoría de los aerogeneradores asíncronos. Las características de protección deben estar apenas debajo de la curva de calentamiento del aerogenerador protegido. De preferencia, la protección debe tener características ajustables de manera que pueda ajustarse a los diferentes diseños de los aerogeneradores y a los diferentes servicios. La protección no debe permitir que el aerogenerador vuelva a arrancar, después de un disparo, mientras de la temperatura del devanado sea alta. Debe de asegurarse también que el relevador de protección por sobrecalentamiento no opere bajo corrientes de arranque fuertes, hasta de por ejemplo, 6 veces la corriente de plena carga, que puedan persistir por unos cuantos segundos, medio minuto o intervalos aún mayores en casos excepcionales. La constante térmica de la mayoría de los aerogeneradores es del orden de 15 a 20 minutos, por lo que para la protección por sobrecargas, el relevador debe tener una constante de tiempo ligeramente menor que esta.

Los relevadores de inducción para sobre corriente, son los más adecuados para tales fines. El ajuste típico, que se requiere para la protección por sobrecarga, es del 120% de la corriente de plena carga. Para la protección por sobrecarga es suficiente un elemento relevador conectado a las fases, pero además, dos proveen protección contra la operación de una sola fase.

3.2.4.2. Protección por sobre velocidad

Esta protección consiste en un relevador inverso o de baja potencia de enlace eléctrico, para impedir que se dispare el disyuntor principal del aerogenerador, si las condiciones no son de emergencia, hasta que la entrega del grupo generador haya descendido a un valor lo suficientemente bajo para impedir que haya sobre velocidad al haber pérdida de la carga. Esta protección es complementaria del dispositivo mecánico de protección por sobre velocidad, el cual adopta, generalmente, la forma de anillos accionados por fuerza centrífuga, instalados sobre el árbol del rotor; estos anillos se abren al haber sobre velocidad y cierran los contactos de paso se la velocidad del grupo aumentan más del 10% .

3.2.4.3. Protección por bajo voltaje

La operación de un aerogenerador a bajo voltaje, generalmente ocasiona sobre corriente; en consecuencia, puede protegerse mediante dispositivos sensibles a la temperatura como resistencias variables con el calor. Sin embargo, puede instalarse separadamente un relevador de bajo voltaje de un solo elemento, energizado con voltaje de fase a tierra o de fase a fase, para proteger al aerogenerador contra una caída de voltaje trifásica o contra un intento de arranque con bajo voltaje en todas las fases. De ordinario, se incorpora un atraso para impedir el disparo que pudiera ocasionar una caída de voltaje transitoria.

3.2.4.4. Protección por inversión de fase

En algunas aplicaciones de los aerogeneradores, este tipo de protección puede convertirse en una característica esencial de la protección del generador; un relevador polifásico de voltaje, de inducción y del tipo disco, se emplea para protegerlos contra el arranque con una fase abierta o con la secuencia de fases invertida.

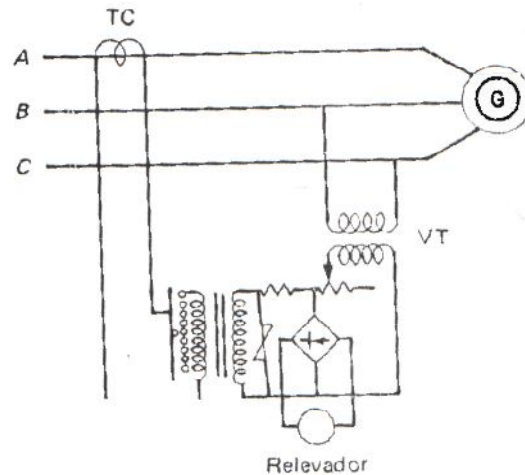
3.2.4.5. Protección contra operación a frecuencias reducidas

Con la utilización de la fórmula $V = 4.4 (f) (\phi)$, se puede concluir que, si se energizara el campo a una frecuencia menor a 60 Hz, el regulador de voltaje tratará de subir el voltaje hasta su valor nominal, para lo cual aumentará el flujo magnético, con lo que se puede ocasionar saturación y calentamiento en el aerogenerador. Lo que normalmente se encuentra es que el interruptor de campo tiene un enclavamiento que no permite cerrarlo si no hay una relación de Voltios/Herz que no implique saturación en el núcleo. Este enclavamiento también da señal de disparo al interruptor de campo si la relación Voltios/Herz se sobrepasa y existe la posibilidad de originar saturación en los núcleos de los elementos conectados a este circuito.

3.2.4.6. Protección por pérdida de sincronismo (para aerogeneradores síncronos)

Un aerogenerador síncrono puede salir de su paso por una sobrecarga severa o por la reducción de voltaje de alimentación. Tal condición puede detectarse por medio de un relevador que responda a la variación del factor de potencia, la que ocurre al haber deslizamiento de los polos. En la figura 59, se ilustra un circuito típico de esta naturaleza.

Figura 59. **Relevador de protección por falta de sincronismo**



Fuente: B. Ravindranath, M. Chander. Protección de sistemas de potencia e interruptores.

En este circuito, el voltaje entre las dos fases se compara con la corriente en la tercera fase; se tiene un relevador de armadura atraída, energizado desde un puente rectificador de onda completa, conectado diferencialmente, que permanece en estado de “operado” mientras el aerogenerador esté en sincronismo, o sea, en paso. Una resistencia no lineal protege a los rectificadores y amplía el intervalo de la operación del relevador.

3.3. Protecciones aplicables a generación solar fotovoltaica

Los sistemas solares fotovoltaicos transforman directamente la energía solar que captan los paneles en electricidad en corriente continua y para poder inyectar esta corriente a la red eléctrica se debe emplear un inversor para poder transformarla en corriente alterna y funcione también con las protecciones necesarias para la continuidad de la energía en la red.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red deben constar de protecciones y medidas que son dispositivos encargados de proteger tanto el sistema fotovoltaico como la red eléctrica, mientras que un contador medirá la energía eléctrica que el titular de la instalación factura.

3.3.1. El inversor como elemento principal para la protección

El inversor cc/ca tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna perfectamente sincronizada con la red existente, ya sea trifásica, monofásica o bien de alto, medio o bajo voltaje. La ubicación de los inversores será en un armario impenetrable y cerrado, lo que hace que el riesgo eléctrico sea mínimo.

Las principales funciones del inversor para un sistema fotovoltaico conectado a la red se desarrollan a continuación así como las protecciones que conlleva la conexión a dicha red.

- Control principal: incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por anchura de pulsos.

En el control se incluye también una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda;

- Etapa de potencia: esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada. Toda etapa de potencia incorporará su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos;
- Control de red: este módulo hará de interface entre la red y el control principal para el correcto funcionamiento del conjunto. En este circuito recae la tarea de sincronizar perfectamente la forma de onda generada hasta este momento por el inversor (control principal + etapa de potencia) a la de la red eléctrica, ajustando la tensión, el sincronismo, el control de fase, etc;
- Seguidor del punto de máxima potencia: su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables (módulos fotovoltaicos) obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar, es decir, se encarga de mantener constantemente el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento.

Los inversores de conexión a la red disponen de unas protecciones adecuadas al trabajo que deben realizar, contando en consecuencia con un nivel elevado de seguridad. Adicionalmente la normativa genérica de protección contra daños a las personas y compatibilidad electromagnética, estos equipos incorporan las siguientes protecciones mínimas:

- Voltaje de red fuera de márgenes: el inversor procederá a pararse cuando el voltaje de la red salga del rango admitido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (pero nunca más alta del $\pm 10\%$ de la tensión nominal) y se mantendrá a la espera hasta que esta circunstancia desaparezca;
- Frecuencia de red fuera de márgenes: evita variaciones de frecuencia entre el sistema eléctrico de interconexión y la línea de distribución de la red. Esta protección se hace necesaria para el caso de redes pequeñas, como es nuestro caso, ya que se trata de pequeñas empresas generadoras conectadas a la red de distribución;
- Temperatura de trabajo elevada: protección contra alta temperatura de trabajo que detiene el funcionamiento del equipo para prevenir situaciones de posterior avería en la electrónica que lo compone;
- Bajo voltaje del generador fotovoltaico: la instalación solar es desconectada (parada del inversor) cuando el voltaje del generador fotovoltaico es insuficiente o bien durante los períodos nocturnos;
- Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente: el inversor emitirá orden de parada cuando detecte un valor de intensidad de generación muy bajo (suele producirse todas las mañanas puesto que a pesar de que los módulos tienen ya el voltaje suficiente aún carecen de la corriente mínima que precisa el inversor para funcionar, o bien en situaciones de muy baja radiación como son los atardeceres o momentos del día excesivamente nublados).

3.3.1.1. Armario general de protección y medida

Como cualquier instalación eléctrica, el sistema dispone de las necesarias protecciones para garantizar la seguridad.

El Armario general de protección y medida deberá contener en serie y por este orden:

- Un interruptor magnetotérmico (interruptor general manual) con una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora del punto de conexión;
- Un interruptor diferencial con el objeto de proteger a las personas en el caso de derivación de cualquier elemento de la parte continua de la instalación;
- Un contador de la energía producida por la instalación solar y otro que en contraposición medirá el consumo del sistema fotovoltaico;
- Independiente de estos dos contadores se encuentra el utilizado para la medida del consumo eléctrico del usuario que se dispusiera antes de la conexión a red de los módulos solares fotovoltaicos, y que podrá encontrarse alojado en este armario;
- Fusible seccionador de control el cual une el circuito de consumo eléctrico convencional, en paralelo con el circuito de generación, con la red de distribución de la compañía y, a su vez, cierra todos los elementos de medida y control.

3.3.2. Toma de tierra de la instalación

La toma de tierra se hará siempre sin alterar las condiciones de toma de tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencia de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica han de estar conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como las masas del resto de suministro.

Las tierras de la instalación fotovoltaica serán independientes de la del neutro de la empresa distribuidora y de la de las masas de la edificación.

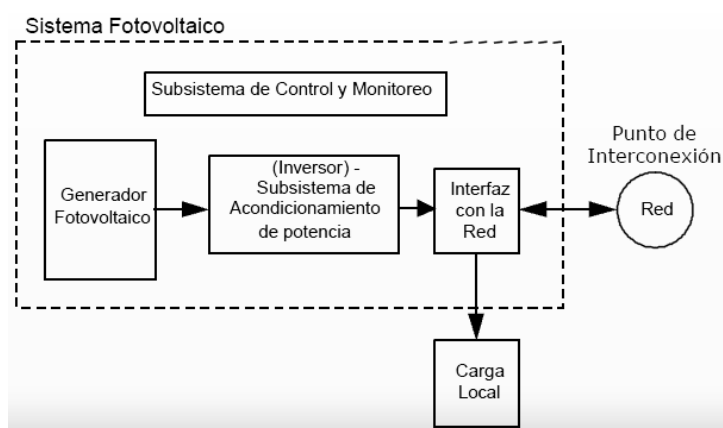
3.3.3. Interfaz con la red

La interfaz interconecta a la salida del inversor con la carga local de corriente alterna del inmueble y con el sistema eléctrico de distribución, permite al sistema fotovoltaico operar en paralelo con la red, para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz. Puede tener las siguientes funciones:

- Distribución de la CA que fluye entre el sistema de acondicionamiento de potencia, la carga local y la red
- Medios de desconexión para seguridad y mantenimiento
- Medición de flujos de energía entre el sistema, la carga local y la red
- Protecciones para el sistema de corriente alterna que no sean proporcionadas por el inversor

En la figura 60, se muestra el sistema fotovoltaico y su interfaz con la red eléctrica de distribución.

Figura 60. **Interfaz con la red eléctrica**



Fuente: <http://genc.iie.org.mx/genc/fotovoltaico/pdfs/Especificaciones%2520tecnicas%2520CFE.pdf>.

3.3.4. Subsistema de control y monitoreo

Lo conforman los circuitos lógicos y de control que supervisan la operación general del sistema fotovoltaico interconectado, y controlan la interacción entre sus subsistemas.

Tiene el mayor orden jerárquico de control, debe asegurar la correcta operación del sistema fotovoltaico interconectado en modo automático y manual. Estas funciones de control y monitoreo comprenden:

- Arranque y paro automático
- Funciones de protección

3.3.5. Punto de interconexión

El sistema fotovoltaico debe conectarse del lado de la carga, preferentemente al interruptor general de servicio del inmueble.

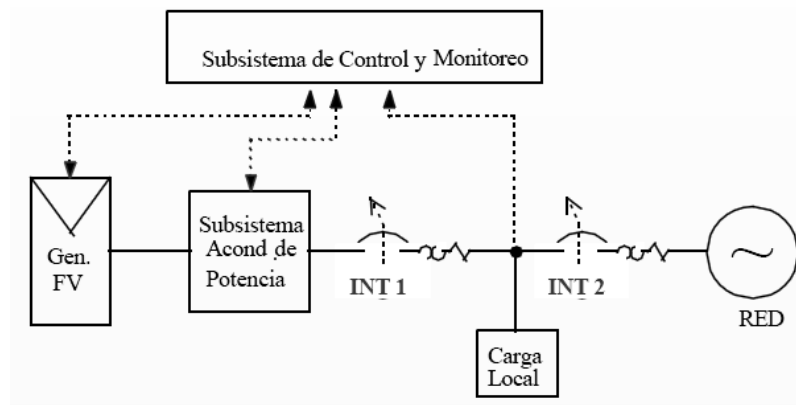
El interruptor proporciona un medio manual de desconexión accesible al personal encargado del servicio de las redes de distribución.

Es indispensable contar con medios que permitan seccionar el sistema, para desenergizar los equipos que lo conforman y para evitar energizar la red de distribución cuando no es requerido.

Para estos requerimientos se utilizan interruptores de la forma siguiente y como se muestran en la figura 61:

- Interruptor a la salida del inversor: el interruptor a la salida del inversor (INT 1) debe ser termo magnético o de fusibles que permita la desconexión del sistema fotovoltaico de la red y la carga local. La calibración del dispositivo de sobre corriente se determina en función de la potencia máxima de salida del inversor;
- Interruptor general de servicio del inmueble: interruptor de servicio para la acometida eléctrica en el inmueble (INT 2), propiedad del usuario, debe estar accesible al personal encargado del servicio de las redes de distribución.

Figura 61. **Interruptores para la interconexión de un sistema fotovoltaico**



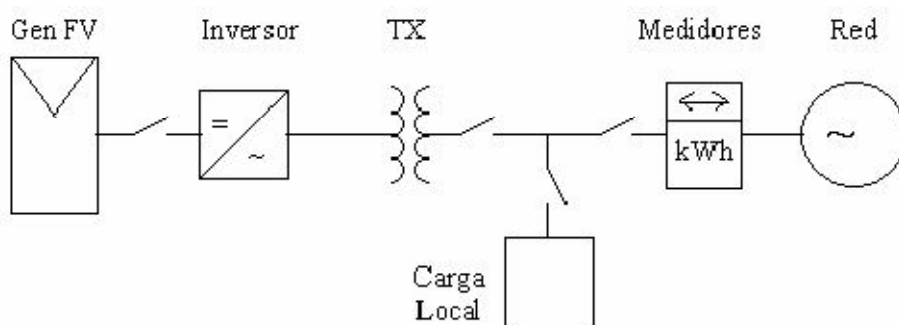
Fuente: <http://genc.iiie.org.mx/genc/fotovoltaico/pdfs/Especificaciones%2520tecnicas%2520CFE.pdf>.

Además de estos interruptores debe llevar también las siguientes protecciones:

- Interruptor diferencial
- Interruptor automático de la interconexión con relevador de enclavamiento accionado por variación de voltaje
- El rearme de la conexión instalación fotovoltaica-red debe ser automático
- El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética
- Debe existir separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica

Además, es necesario contabilizar de manera separada la energía entregada a la carga por la red, y la recibida por el suministrador debido a un excedente en la generación fotovoltaica. Este registro se realiza mediante un medidor de estado sólido bidireccional, como se muestra en la figura 62.

Figura 62. **Medición de energía entre la red y el sistema fotovoltaico**



Fuente: <http://genc.iie.org.mx/genc/fotovoltaico/pdfs/Especificaciones%2520tecnicas%2520CFE.pdf>.

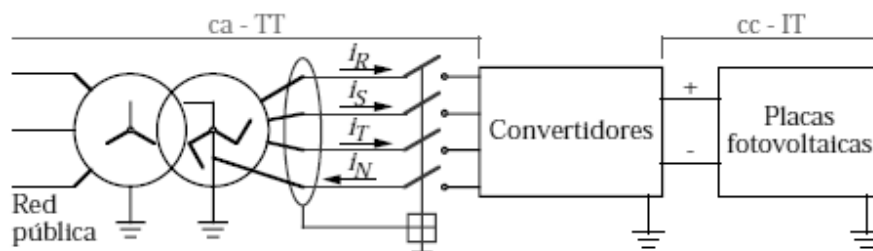
3.3.6. Acerca del interruptor diferencial y automático

La inclusión de un interruptor diferencial, como se muestra en la figura 63, en la parte de alterna es la solución que se ha ido extendiendo entre los proyectistas. Con independencia de la protección que proporcione, de la que nos ocuparemos enseguida, ofrece, al menos, dos ventajas prácticas. La primera es que se trata del interruptor diferencial de uso habitual y, la segunda, que suele ser suficiente para satisfacer los requerimientos formales para la conexión a la red.

Su funcionamiento es que el interruptor abrirá sus contactos si el valor eficaz de la intensidad residual alcanza el valor que corresponda a su sensibilidad. Para que así sea, conviene reforzar la puesta a tierra del neutro del transformador de la red de distribución.

Para realizar esto, se requiere que solo ese neutro se ponga a tierra, y que permanezca aislado el neutro del transformador de la parte de alterna del convertidor. Así toda la intensidad de derivación que se produzca en la parte de alterna del usuario se cierra hacia el transformador de la red de distribución y esa intensidad coincide entonces con la de defecto del interruptor diferencial. Porque si el neutro de la salida del convertidor está también a tierra, la intensidad de derivación puede circular hacia los dos neutros, el del convertidor y el del transformador de la red pública. Como el diferencial solo detecta la intensidad de defecto que circula hacia el neutro del transformador de la red de distribución, puede no abrir sus contactos aunque la intensidad de derivación supere su sensibilidad.

Figura 63. **Esquema simplificado de instalación fotovoltaica conectada a la red**

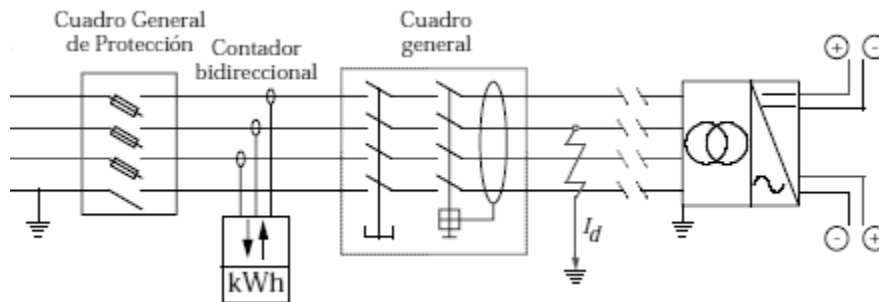


Fuente: www.usal.es/electricidad.

En cuanto el interruptor diferencial abre sus contactos, el convertidor se desconecta también de la parte de continua, o sea de la fuente fotovoltaica, lo que asegura que toda la parte de la línea de alterna comprendida entre el convertidor y el diferencial quede separada de las dos fuentes de energía, de la fotovoltaica y de la red de distribución, que es lo que asegura la protección de las personas en ese tramo.

Por esta razón es aconsejable situar el diferencial lo más próximo posible a la red de distribución y no junto al convertidor. De esta manera se protege frente a contactos indirectos toda la línea de alterna como se muestra en la figura 64, aunque no influya nada en la seguridad de la parte de continua.

Figura 64. **Protección frente a contactos indirectos por el diferencial y el convertidor**



Fuente: www.usal.es/electricidad.

3.3.7. Diseños de protecciones de centrales fotovoltaicas

En las figuras 65 y 66, se muestran dos diseños básicos de centrales fotovoltaicas conectadas a la red. El primero utiliza un único convertidor. El segundo utiliza varios pequeños convertidores cuyas salidas se reúnen para formar líneas trifásicas que se conectan a la red. Entre estas dos soluciones caben variantes que participan de uno u otro sistema en distinto grado.

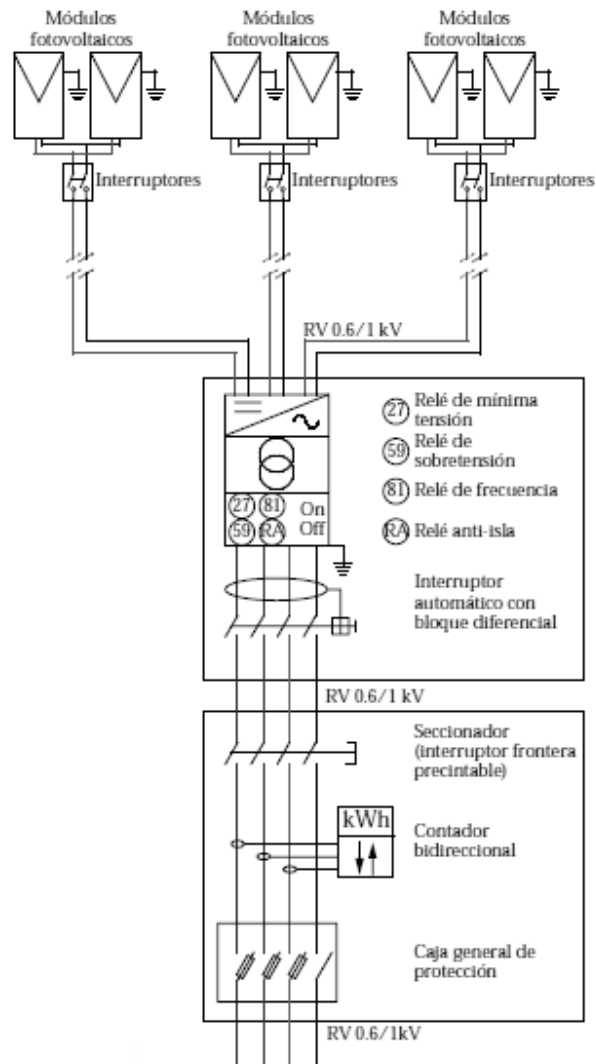
Una primera ventaja del diseño con un solo convertidor como se muestra en la figura 65 es reducir costos, pues se concentran en un solo aparato todos los componentes electrónicos, y el conjunto resulta más fácil de mantener. El rendimiento del conjunto de la instalación es ligeramente mayor, pues, si bien los rendimientos energéticos de los convertidores no son muy diferentes en ambos diseños, la potencia que se pierde en la resistencia de los hilos es menor en el diseño con un solo convertidor.

En este diseño, la mayor parte del cableado es el de las líneas de corriente continua, que van desde cada serie de placas al convertidor único, como lo muestra la figura 66. Debido a que el voltaje de estas líneas es tan elevado como lo permita el convertidor, más de 600 V por lo general, las pérdidas en sus conductores, inversamente proporcionales al cuadrado de ese voltaje, son menores, como se verá, que las del diseño con varios convertidores.

Utilizar varios pequeños convertidores tiene la ventaja de que una avería en uno no elimina la producción de toda la planta. Pero las líneas de continua son más cortas, pues cada convertidor se suele situar cerca de su serie de placas. De la salida de cada convertidor parten líneas de alterna de 230 ó 400 V hacia la red general. Estas líneas constituyen en este diseño la mayor parte del cableado, y en ellas, las pérdidas son mayores que en las de continua.

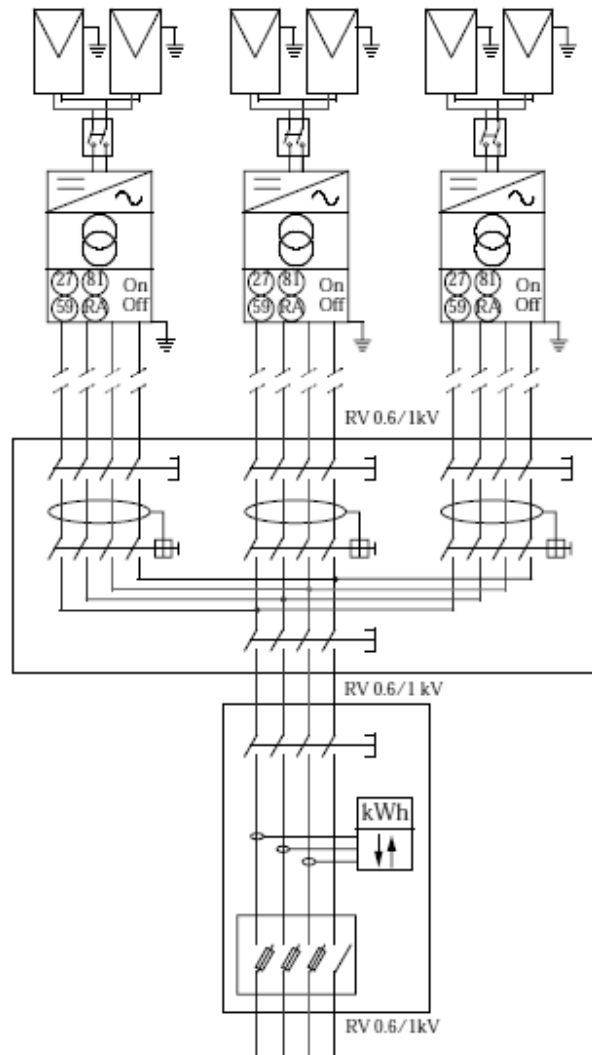
Por estas razones suele preferirse el diseño de gran convertidor único. El inconveniente de la interrupción por avería no resulta económicamente importante para el propietario de la instalación cuando esa producción de energía esté cubierta por compañías de seguros, que indemnizarían la pérdida de ingresos.

Figura 65. Central con un único gran convertidor



Fuente: www.usal.es/electricidad.

Figura 66. Central con varios pequeños convertidores



Fuente: www.usal.es/electricidad.

En las plantas de un solo convertidor, la parte de alterna se reduce de manera significativa: inmediatamente aguas arriba del convertidor va el cuadro de protecciones de la planta y, a su salida, el contador con su caja general de protección y una línea trifásica de conexión a la red pública.

La protección para el caso de cortocircuito en esa línea trifásica consiste en un separador para cada fuente de energía: los fusibles de la caja general de protección separarán la instalación fotovoltaica y la red de distribución, y las protecciones de cabecera de la instalación fotovoltaica desconectarán de la línea el convertidor. Las protecciones fusibles o magneto térmicas que detectan sobre intensidad en caso de cortocircuito actuarán sin ningún problema, pues la potencia de cortocircuito de la red de distribución es incomparablemente mayor que la potencia nominal de la instalación, con lo que los altos valores de las intensidades de cortocircuito dispararán las protecciones.

Como ya se ha dicho, si se desea dotar también de protección diferencial la línea de conexión, el interruptor diferencial debe situarse junto al contador de energía, y no junto al convertidor.

Si el diseño elegido es el de varios convertidores distribuidos por la central, entonces la red de cableado será mayoritariamente de corriente alterna, y estará conectada a la red pública de distribución a través del cuadro de protección de la planta, del que parte la línea hasta el contador. Aquí son de aplicación las mismas soluciones que antes, en particular la de colocar el interruptor diferencial lo más próximo posible al contador, y no poner a tierra el neutro de la parte de alterna del convertidor y sí el del transformador de la red general. Así queda protegida toda la red de alterna que, en este caso, es una parte considerable de la instalación.

3.3.8. Descripción de las principales protecciones

En este apartado se hace referencia principalmente a las protecciones mínimas requeridas para el mejor funcionamiento y continuidad de servicio de las centrales solares fotovoltaicas y su conexión con la red de distribución.

3.3.8.1. Interruptor automático

La elección del interruptor automático adecuado depende de distintos factores. Precisamente en instalaciones fotovoltaicas algunos factores tienen una influencia más fuerte que en simples instalaciones eléctricas.

Si no se observan estos factores, aumenta el riesgo que el interruptor automático en condiciones normales de operación se dispare. Por lo tanto, es importante tener en cuenta especialmente estas influencias. Únicamente de esta manera se garantiza una función fiable de la instalación fotovoltaica y una máxima inyección de energía.

3.3.8.1.1. Factores de influencia específicos de instalaciones fotovoltaicas

A continuación se mencionan los factores de influencia específicos, que deben tenerse en cuenta al elegir un interruptor automático adecuado:

- Temperatura ambiente junto al cable: en instalaciones fotovoltaicas se tienden a menudo cables en exteriores (instalaciones en campo abierto, instalaciones sobre tejados planos, etc.). Es de suponer que en esas circunstancias la temperatura ambiente es mayor que en instalaciones montadas en edificios. Debido al aumento de la temperatura ambiente la conductividad se reduce;
- Calentamiento entre sí de los interruptores automáticos: en instalaciones fotovoltaicas a menudo se conectan también inversores junto a interruptores automáticos, que al mismo tiempo inyectan su corriente máxima (simultaneidad). Debido a esto, los interruptores automáticos se calientan más rápido y pueden causar una activación anticipada. Para garantizar una disipación térmica suficiente y evitar una activación anticipada, debe mantenerse una mayor distancia entre los distintos interruptores automáticos;

- Temperatura ambiente junto al interruptor automático: por la simultaneidad anteriormente descrita, el armario de distribución, donde van instalados los interruptores automáticos, puede calentarse más de lo habitual que en instalaciones usuales. Como con frecuencia los armarios de distribución eléctrica de instalaciones fotovoltaicas se montan en el exterior de edificios, se debe contar con temperaturas más altas en el armario;
- Tipo de equipo conectado: el interruptor automático es capaz de actuar como un seccionador de carga, para desconectar el inversor de la red estando bajo carga. Los fusibles tipo botella, al no tener las características de un seccionador de carga podrán ser empleados como protección del cable, pero no como dispositivo seccionador de carga. Al seccionarse la potencia bajo carga, el elemento fusible puede ser destruido o quedar desprovisto por quemadura de los contactos.

3.3.8.1.2. Elección del interruptor automático

Tanto la corriente nominal máxima del tipo de cable empleado como la protección por fusible máxima limitan la corriente nominal máxima de los interruptores automáticos, para la elección del interruptor automático se toman en cuenta varios factores de carga que se mencionan a continuación, de los cuales se obtiene la corriente de carga nominal que es la que resiste el interruptor para luego desconectarse.

Los factores son:

- Reducción por carga continua $> 1 \text{ h} = 0.9$ (La fotovoltaica hace posible cargas continuas de más de una hora);
- Reducción por conexión en serie de 9 interruptores automáticos sin separación entre ellos $= 0.77$ (Si se usa un solo interruptor automático el factor de conversión es $= 1$);

- Aumento de la corriente nominal debido a una temperatura ambiente de 40 ° C en el distribuidor = 1.07 (Resultado de la disposición de los interruptores automáticos a 50° C).

La corriente de carga nominal del interruptor automático se obtiene aplicando la fórmula siguiente, donde aplican todos los factores antes descritos:

$$I_{bn} = 40 \text{ A} \times 0.9 \times 0.77 \times 1.07 = 29.7 \text{ A}$$

3.3.8.2. Protección por bajo voltaje y alto voltaje

Los relevadores de sobre voltaje también pueden ser instantáneos y temporizados. Las curvas características son semejantes a los del relevador de sobre corriente.

Al ocurrir el sobre voltaje, el relevador actuará según el ajuste de voltaje de arranque cerrando un juego de contactos normalmente abiertos.

En función de la velocidad con la que ocurre un sobre voltaje se producirá un tiempo de respuesta dado. Se pueden generar señales de alarma o de desconexión según se requiera en el proceso.

Los relevadores de sobre voltaje pueden ser utilizados en esquemas de detección de fallas a tierra, bien sean conectados para medir el voltaje a través de una resistencia conectada entre el neutro y la tierra.

Además de los relevadores de sobre voltaje, existen los relevadores de sub voltaje.

Usualmente estos relevadores tienen un tipo de contactos los cuales implican que al bajar el voltaje por debajo de un valor determinado el relevador cierra sus contactos, ya que en condiciones normales el voltaje es cercano al nominal y el relevador mantiene sus contactos abiertos.

3.3.8.3. Protección anti-isla

Su objetivo es detectar la condición en la que la instalación fotovoltaica queda, aunque se da forma transitoria, suministrando energía a terceros en una isla separada del resto de la red de distribución eléctrica.

En consecuencia, es requerida la instalación por parte del dueño de la instalación fotovoltaica de un sistema de protección anti-isla que garantice la desconexión del interruptor de interconexión en menos de 0.5 segundos desde la apertura del interruptor general. Esta protección no será necesaria si la instalación fotovoltaica está conectada en línea dedicada de su propiedad, sin otros usuarios conectados.

Según lo anterior, no será necesaria la protección anti-isla en los siguientes casos:

- Instalación fotovoltaica conectada a línea dedicada de su propiedad
- Instalación fotovoltaica con inversores asistidos por red

3.3.8.4. Protección por baja frecuencia

Esta función se activa cuando se cumplen dos condiciones:

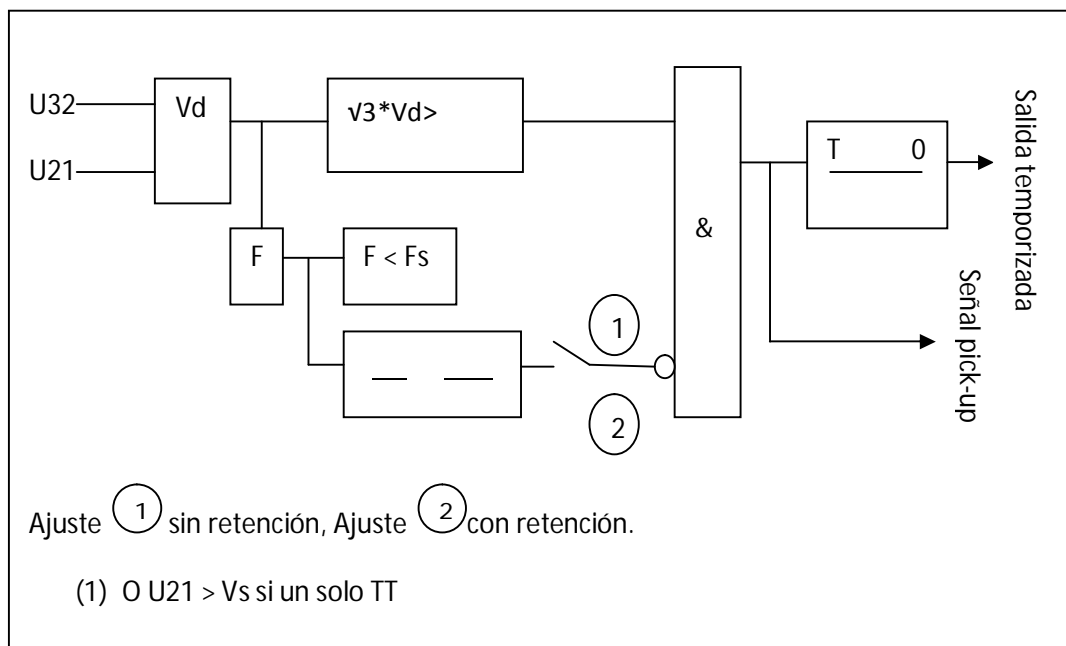
- La frecuencia de la tensión directa es inferior al umbral (F_s)
- El valor de la tensión directa es inferior al umbral (V_s)

Si está conectado un solo transformador de tensión TT (U21), la función se activa cuando la frecuencia es inferior al umbral y si la tensión U21 es superior al umbral V_s . Incluye una temporización T de tiempo independiente (constante).

La protección puede integrar una retención configurable en variación de frecuencia que inhibe la protección, en caso de disminución continua de la frecuencia superior al umbral de inhibición.

Este ajuste permite evitar que se disparen todas las salidas en la realimentación del juego de barras mediante la tensión remanente de los motores, consecutiva a la pérdida de la llegada, la configuración se muestra en la figura 67.

Figura 67. **Principio de funcionamiento protección por mínima frecuencia**



Fuente: www.emb.cl/electroindustria/articulo.mv?xid.

3.4. Protecciones aplicables a centrales eléctricas con generadores síncronos

Para las siguientes tecnologías, que son Hidroeléctrica, Geotérmica y Biomasa, aplicaremos lo que al principio de este capítulo mencionamos a lo que se refiere a que los elementos de generación que conforman estas tecnologías son similares, puesto que están compuestas de generadores síncronos y transformadores de potencia, y lo único que varía en ellas es la turbina con la cual se mueve el rotor del generador, lo cual vimos en el capítulo anterior que corresponde a los elementos de las diferentes tecnologías. Teniendo en cuenta esto pasaremos a describir las protecciones necesarias para este tipo de generadores, transformadores y otros elementos que se tengan para las tecnologías ya dichas.

3.4.1. Protección de los generadores síncronos

La misión de las protecciones de los generadores de las centrales es doble; por una parte evitar que aparezcan defectos en los mismos, y por otra limitar las consecuencias de éstas al mínimo.

Las causas que producen averías o defectos en los generadores pueden ser múltiples, por ejemplo:

- Envejecimiento de los aislantes
- Defectos de aislamientos de cables máquinas, etc.
- Sobre voltajes de origen atmosférico
- Sobre voltajes de maniobra en las redes
- Objetos extraños en la máquina
- Sobrecargas de larga duración

Para proteger a los generadores de estas averías o defectos en los generadores se dispone de una serie de dispositivos de protección contra:

- Defectos interiores a tierra, entre espiras, entre fases
- Sobrecargas
- Sobre voltajes internos
- Desequilibrio de carga
- Apertura de la excitación accidental
- Incendios

Las protecciones que se utilizan en los generadores como se muestra en la figura 68, se clasifican básicamente en dos tipos: Protecciones propias y protecciones externas.

Las protecciones propias están constituidas por:

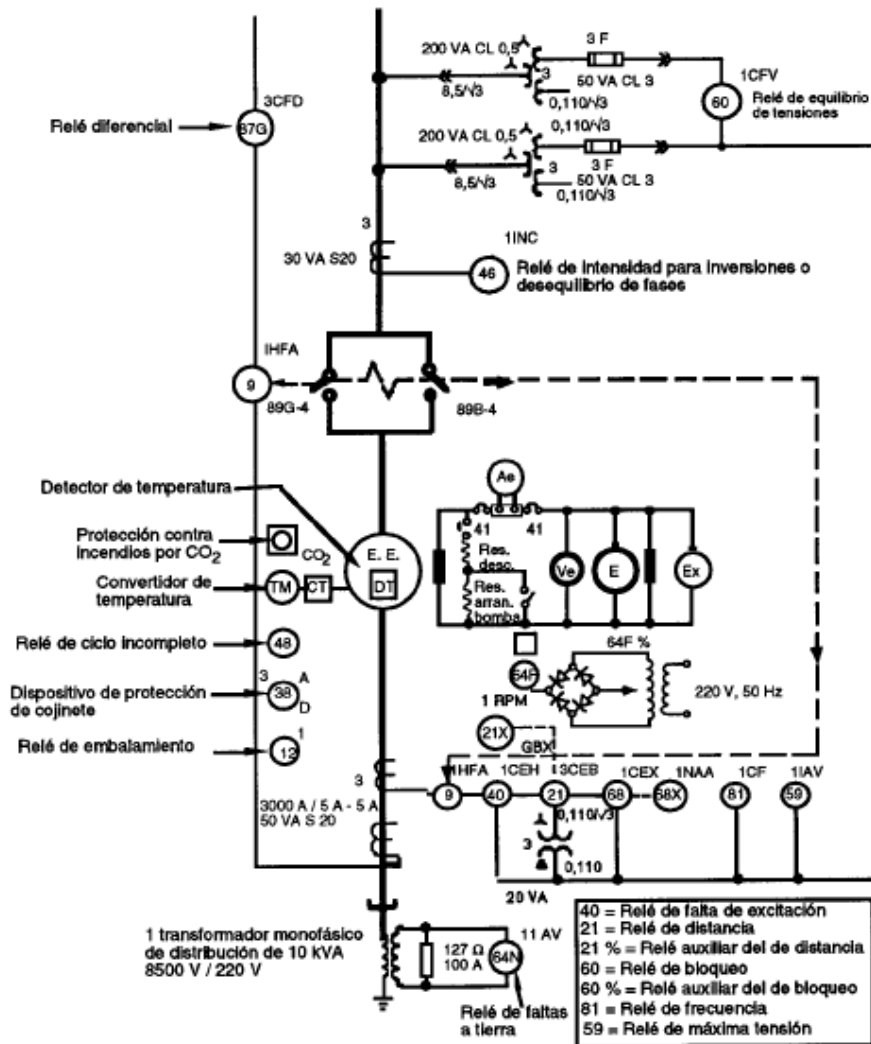
- La protección de sobre velocidad (12)
- La protección de temperatura de los cojinetes (38)
- La protección de temperatura de los bobinados (49)

Las protecciones externas están constituidas por:

- La protección de sobre voltaje (59)
- La protección de sobre y baja frecuencia (81)
- La protección de distancia (reserva) (21)
- La protección diferencial (87)
- La protección de mínima excitación (40)
- La protección de inversión o desequilibrio de fases (46)
- La protección de sobre velocidad (12)

- La protección de fallas a tierra en el estator (64N)
- La protección de fallas a tierra en el rotor (64F)

Figura 68. Esquema de las protecciones del generador síncrono

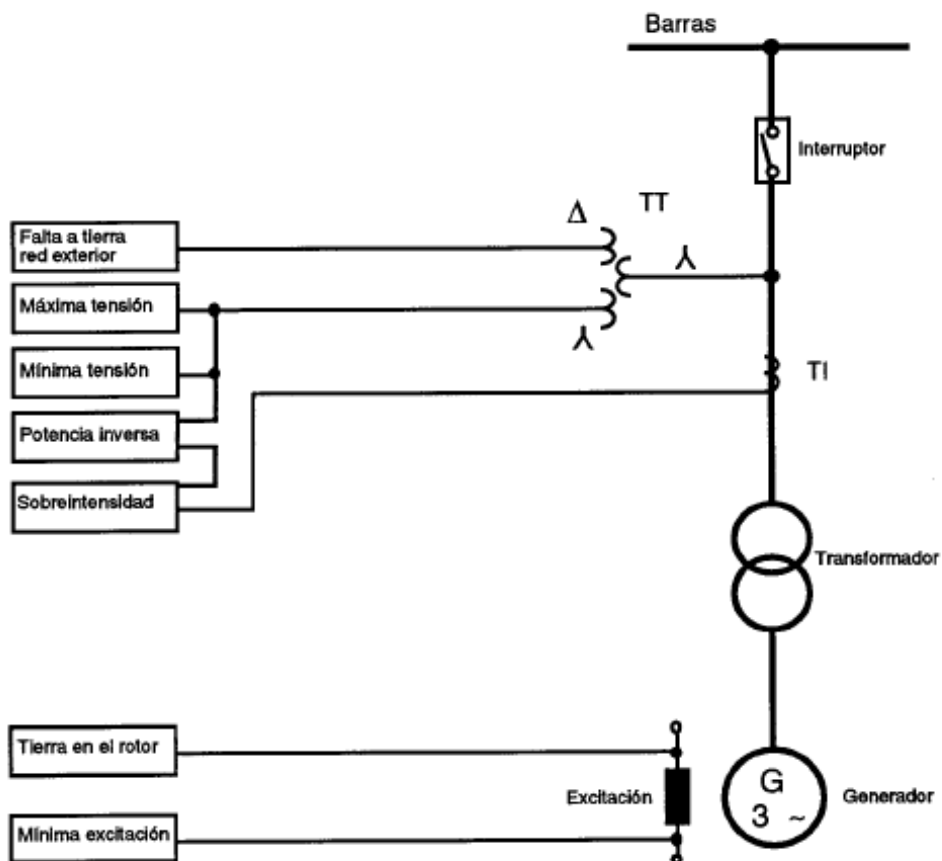


Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

Se ha de tener en cuenta que la eliminación de una falla que afecte los devanados del generador exige, no solamente su desconexión inmediata de la red, sino también la supresión, tan rápida como sea posible, de la f.e.m. interna. Para ello se cierra el devanado de excitación sobre una resistencia de desconexión (la resistencia Res. Desc. de la figura 68) y a continuación abriendo el interruptor de la excitatriz.

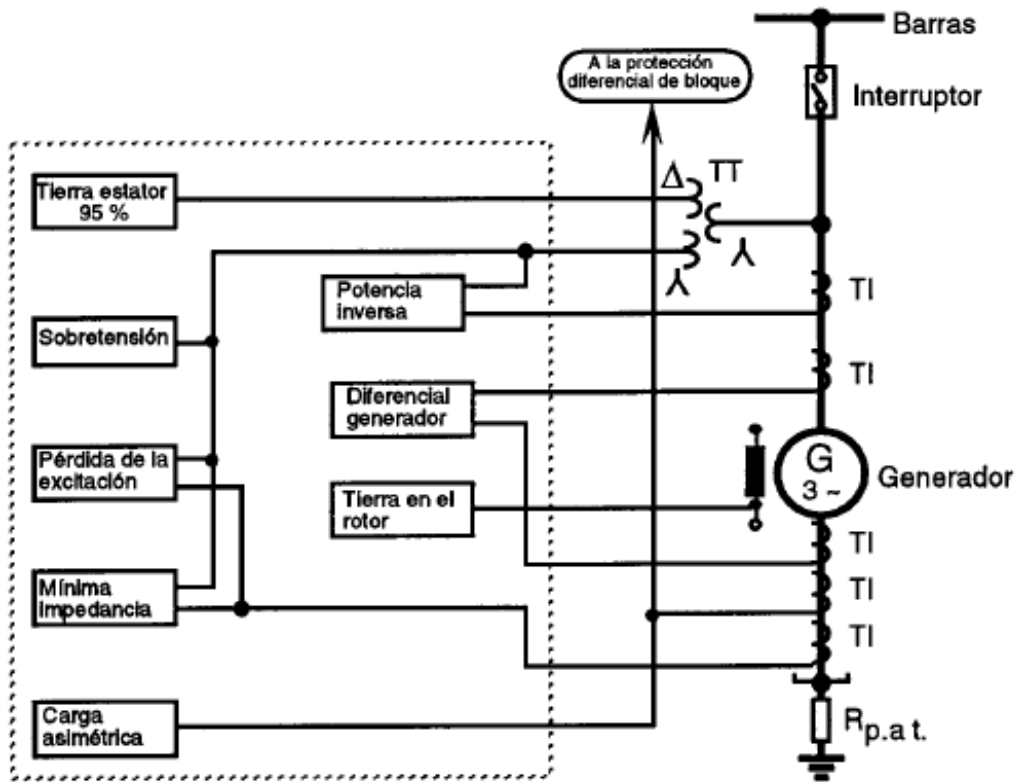
El grado de protección de un generador está relacionado con la importancia del mismo dentro del sistema (la potencia del generador). Es por ello por lo que en la práctica los dispositivos de protección que se emplean varían de unos generadores a otros según el intervalo de potencia donde se encuentran ubicados. Las protecciones habituales con que se dotan a los generadores de potencia nominales inferiores a los 5 MW (como es nuestro caso), las comprendidas entre los 20 MW y mayores de 300 MW, aparecen representadas en las figuras 69, 70 y 71 respectivamente.

Figura 69. Protección de los generadores de hasta 5 MW y que es el caso que estamos estudiando



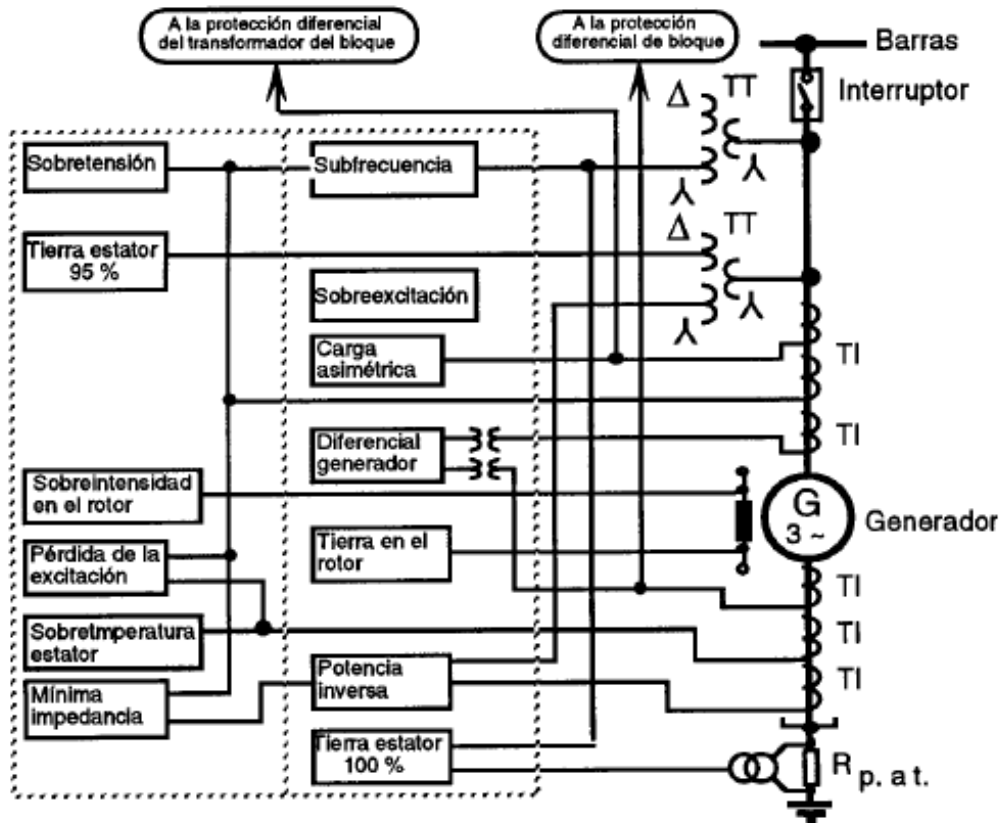
Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

Figura 70. Protección de los generadores de 20 a 100 MW



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

Figura 71. Protección de los generadores de hasta 300 MW



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.2. Protecciones de los generadores de hasta 5 MW

Como vimos en el diagrama unifilar correspondiente para este tipo de potencia, no se utilizan todas las protecciones, sino que únicamente se utilizan las necesarias para que funcione adecuadamente con el sistema al cual se encuentra conectado. Y nos basamos exclusivamente en este tipo de potencia porque nuestro estudio, basado en las normas guatemaltecas, permite una generación distribuida de hasta 5 MW.

3.4.2.1. Protección contra las fallas a tierra

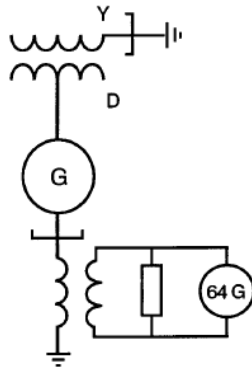
Los defectos a tierra de los devanados estatóricos son la avería más frecuente en los generadores de corriente alterna trifásicos, y suelen ser de origen de posteriores contactos entre espiras y entre fases, lo que supone graves daños para el generador. Para evitar estos nocivos efectos es preciso que la protección cumpla las siguientes condiciones:

- Que detecte los contactos a tierra en todo el devanado
- Que desconecte el generador y su excitación lo más rápidamente posible
- Que se limiten las corrientes a tierra para evitar daños en la chapa del estator (< 30 A)
- Que sea insensible frente a perturbaciones y contactos a tierra en la red

Para conseguir una baja intensidad de la corriente de defecto es aconsejable trabajar con el neutro del generador aislado o puesto a tierra a través de una impedancia de alto valor.

En la figura 72, se representa el esquema de la protección de un defecto a tierra de los devanados del estator mediante un relevador de voltaje. Generalmente se limita la intensidad de la corriente de falla a tierra a unos 10 A (medidos en el primario del transformador).

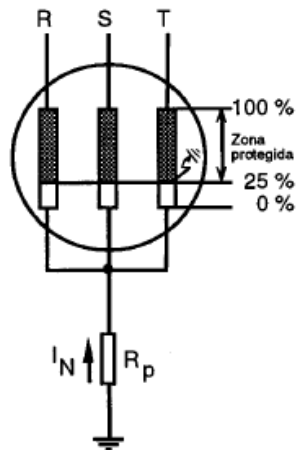
Figura 72. **Protección de falla a tierra por medio de un relevador de voltaje**



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

En la figura 73. Se observa que cuanto menor sea el nivel de ajuste del relevador de voltaje de voltaje mayor será la zona protegida del arrollamiento.

Figura 73. **Zona protegida de los devanados del estator en función del voltaje de ajuste del relevador de voltaje**

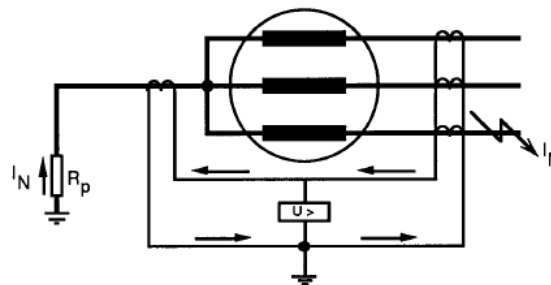


Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

Para evitar que los armónicos de corriente de neutro disparen de una forma inoportuna la protección, estos dispositivos han de incorporar un filtro que los elimine.

Otro posible sistema de protección del contacto a tierra del estator es la protección diferencial de neutro, el cual se muestra en la figura 74.

Figura 74. **Protección diferencial de neutro**



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

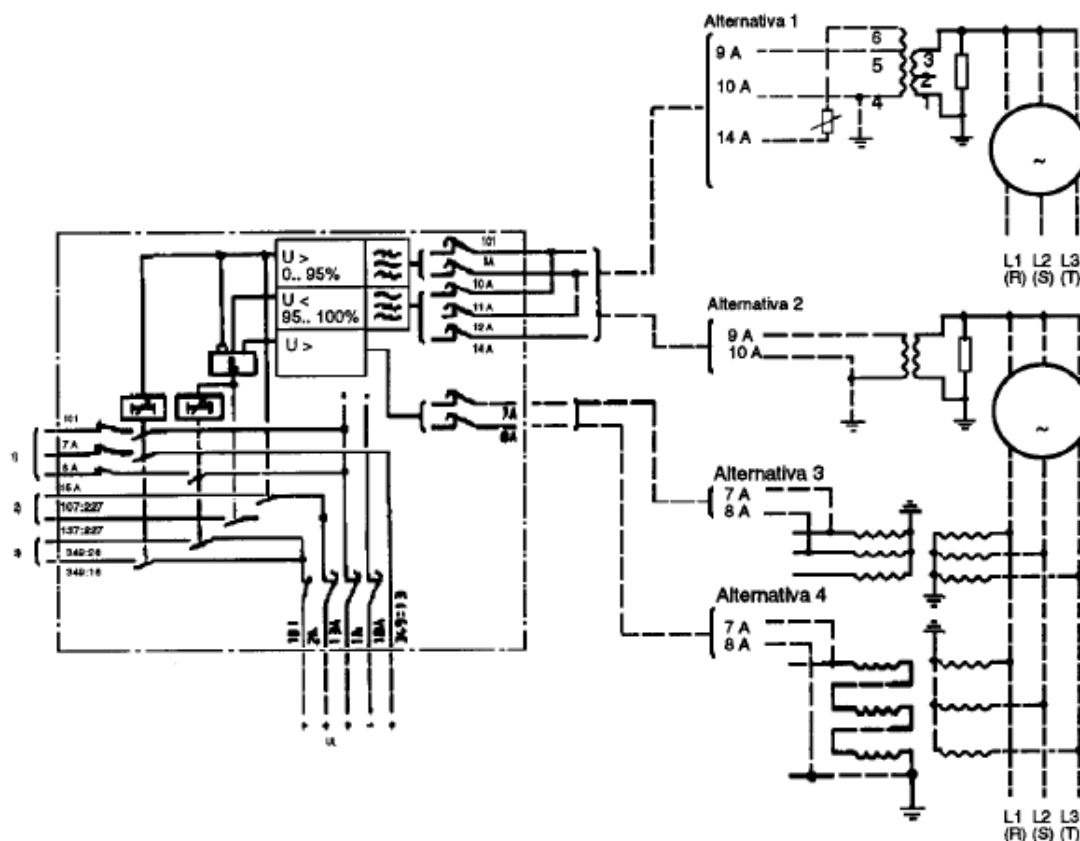
Los sistemas anteriormente descritos presentan el inconveniente de que, si la falla es muy próxima al centro de la estrella, puede ocurrir que no la detecten. Para reducir este defecto se han implementado los sistemas anteriores.

A tal fin, suele utilizar el hecho de que la intensidad del armónico de tercer orden de la corriente disminuye a medida que el contacto a tierra se produce más próximo al neutro.

Normalmente estas protecciones trabajan en dos niveles. Un primer nivel, con un relevador de sobre voltaje que cubre el intervalo entre 0 y el 95 %, midiendo el voltaje en la resistencia de puesta a tierra y con un filtro de rechazo del tercer armónico, un segundo nivel entre el 95 y 100 % con un relevador de bajo voltaje, que dispone de un circuito que amplifica el voltaje del tercer armónico, de modo que cuando la intensidad del tercer armónico de la corriente es prácticamente nula y, además, el voltaje de servicio, como se muestra en la figura 75 es el nominal (esta condición evita falsos disparos cuando la máquina está parada o se encuentra regulando velocidad), en tal caso actúa la protección en el intervalo 95 % a 100%.

La protección de falla a tierra en el rotor de un generador síncrono se utiliza por lo general como alarma, dado que un solo contacto a tierra no produce por sí mismo una perturbación en la explotación del generador. Sin embargo, con la aparición del segundo contacto a tierra parte del arrollamiento inductor queda fuera del servicio, lo que ocasiona distorsiones del flujo en los polos, produciéndose esfuerzos asimétricos sobre el eje y vibraciones que pueden ocasionar graves perjuicios a la máquina. Existen varios métodos para detectar el primer contacto a tierra: método del potenciómetro, método de inyección de corriente continua y método de inyección de corriente alterna.

Figura 75. **Protección 100 % de contacto a tierra mediante un relevador RAGEA de ABB, con supervisión de voltaje**



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.2.2. Protección de sobre corriente

Los generadores modernos están proyectados y diseñados para poder resistir durante un tiempo apreciable las fuertes corrientes de cortocircuito. Por lo que su protección de sobre corrientes no debe intervenir para cortar estas corrientes de cortocircuito, misión encomendada a las protecciones selectivas de las diversas partes de la red, salvo en el caso de que estas fallen. La protección contra las sobre corrientes se realiza por medio de relevadores de sobre corriente temporizados.

Cuando se debe proteger un generador contra sobre corrientes prolongadas y se requiere obtener de él toda la potencia que sea capaz de dar sin que produzcan averías por sobre calentamiento de sus devanados por encima de los límites normalizados, hay que recurrir al empleo de detectores de temperatura (pares termoelectricos) colocados en puntos convenientes del generador, una de cuyas salidas se lleva a un relevador de sobre temperatura (designación 69) con temporización del orden de los 5 minutos. Sin embargo con mayor frecuencia se usan relevadores térmicos de imagen térmica, con una constante de tiempo de calentamiento sensiblemente igual a la de la máquina. Estos relevadores pueden indicar temperatura, accionar una señal de alarma o pueden provocar la desconexión del generador.

3.4.2.3. Protección contra sobre voltaje

Los generadores pueden trabajar, por ejemplo, con un sobre voltaje del 10 % de la nominal durante 30 minutos, o un sobre voltaje máximo del 25 % durante un período de tiempo de 6 segundos a 12 segundos. La protección contra los sobre voltaje se realiza mediante relevadores de sobre voltaje con características de tiempo inverso e instantáneo (designación 59).

Actualmente, esta protección contra sobre voltaje se instala, no solo en los generadores accionados por turbinas hidráulicas, por peligro de embalamiento de estas máquinas en casos de brusca descarga y mal funcionamiento del regulador de velocidad, sino que también en los turbo generadores para prevenir los fallos de actuación de los reguladores de voltaje, ya que las grandes reactancias transitorias que poseen pueden originar en caso de desconexión en carga de voltajes transitorios muy elevados y próximos a los máximos admitidos por el generador.

3.4.2.4. Protección contra la potencia inversa

La protección contra la potencia inversa tiene como misión separar el generador de la red cuando éste actúe como motor. En este estado la turbina puede estar sometida a esfuerzos anormales. La potencia absorbida por las turbinas es muy reducida y varía entre un 3 % y un 5 % de la potencia nominal según el tipo de turbina.

En las protecciones electrónicas modernas, la potencia inversa puede ajustarse hasta un 0.5 % de la potencia activa nominal y con un retardo considerable, dependiendo del tiempo de cierre rápido de las válvulas de la turbina.

Dado que el funcionamiento del generador como motor es equilibrado, la protección de potencia inversa puede conseguirse con un relevador direccional de potencia activa monofásico, con temporización ajustable de 1 a 30 segundos (32G), como se muestra en la figura 76.

El relevador mide la potencia en una fase del lado del secundario del transformador y se supone que las potencias son simétricas.

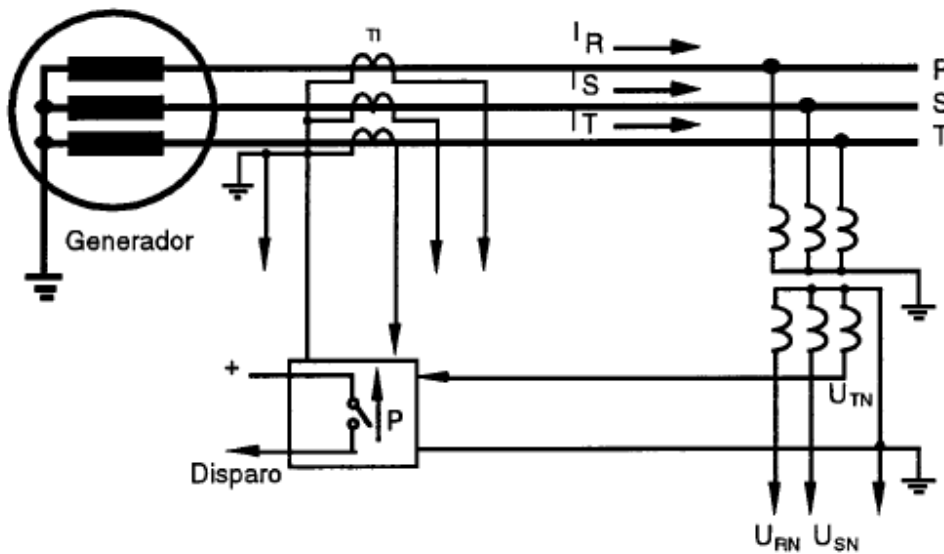
El procedimiento del cálculo del porcentaje de ajuste del relevador se realiza con la fórmula siguiente:

$$P_R > (\%) = \frac{\left[\frac{SG(KVA) * \cos(\phi)}{\sqrt{3} * nU * nI} \right]}{Un * In} * PRG(\%)$$

Donde

- SG[kVA]: Potencia aparente del generador en kVA
- $\cos(\phi)$: Factor de potencia nominal del generador
- In: Corriente nominal del relevador
- Un: Tensión nominal del relevador
- nI: Relación de transformación del transformador de corriente
- nU: Relación de transformación del transformador de tensión
- PRG(%): Porcentaje inversa del generador

Figura 76. Relevador de potencia inversa

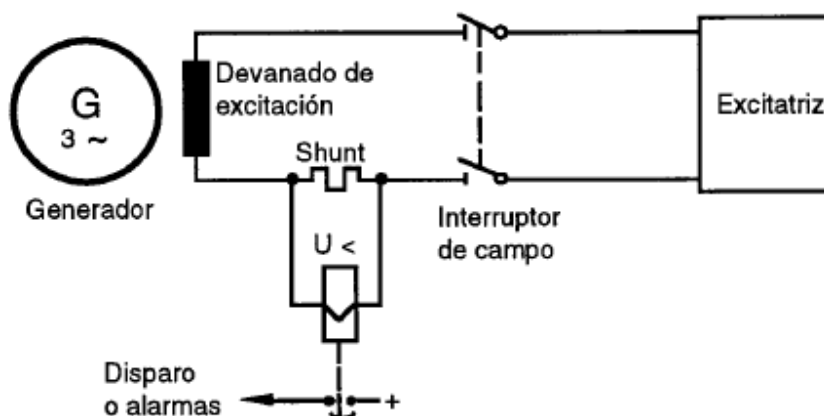


Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.2.5. Protección contra falta de excitación

La desaparición accidental de la corriente de excitación en un generador puede producir la pérdida de sincronismo entre él y el resto de los generadores síncronos de la red. El generador absorbe de la red la potencia reactiva que necesita para la excitación. Además, el funcionamiento del generador, como generador asíncrono, provoca la circulación de una corriente en los polos del rotor que puede ocasionar un calentamiento considerable del mismo. Por ello, cuando se presenta esta circunstancia es necesario desconectar el interruptor del generador. En los generadores pequeños, cuando se instala una protección contra la subexcitación suele ser un relevador de mínima intensidad en serie con el arrollamiento del rotor, o alimentado por un *shunt* en serie con el indicado arrollamiento, como se muestra en la figura 77.

Figura 77. Protección contra subexcitación



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

En los grandes generadores, se utiliza un relevador de impedancia de ángulo instalado en los terminales del estator.

3.4.3. Protecciones de los transformadores

Al igual que los generadores, los transformadores tienen que protegerse debidamente contra los defectos y averías debido a causas de tipo externo e interno que pueden ocasionar su destrucción.

Las causas externas son: sobre voltaje, sobrecarga y cortocircuito.

Las causas de tipo interno pueden originarse: en el circuito magnético (falta de aislamiento entre chapas, piezas para sujetar el núcleo, falta de aislamiento entre chapas y bobinas y existencia de entrehierros); en el circuito electrocinético (corte de los arrollamientos, cortocircuito entre espiras y cortocircuito entre conductores y el núcleo magnético); en los dieléctricos (falta o deterioro del aislamiento) y en el circuito de refrigeración (pérdidas del fluido refrigerante, obstrucción de las tuberías de circulación del refrigerante, fallo de la ventilación forzada, etc.).

Generalmente las protecciones del transformador como se muestran en la figura 78, se suelen clasificar en dos grupos según las protecciones estén incorporadas en él y detecten fallas producidas dentro de la cuba, o estén conectadas a los circuitos secundarios de los transformadores de protección, respectivamente: protecciones propias y protecciones externas.

Protecciones propias:

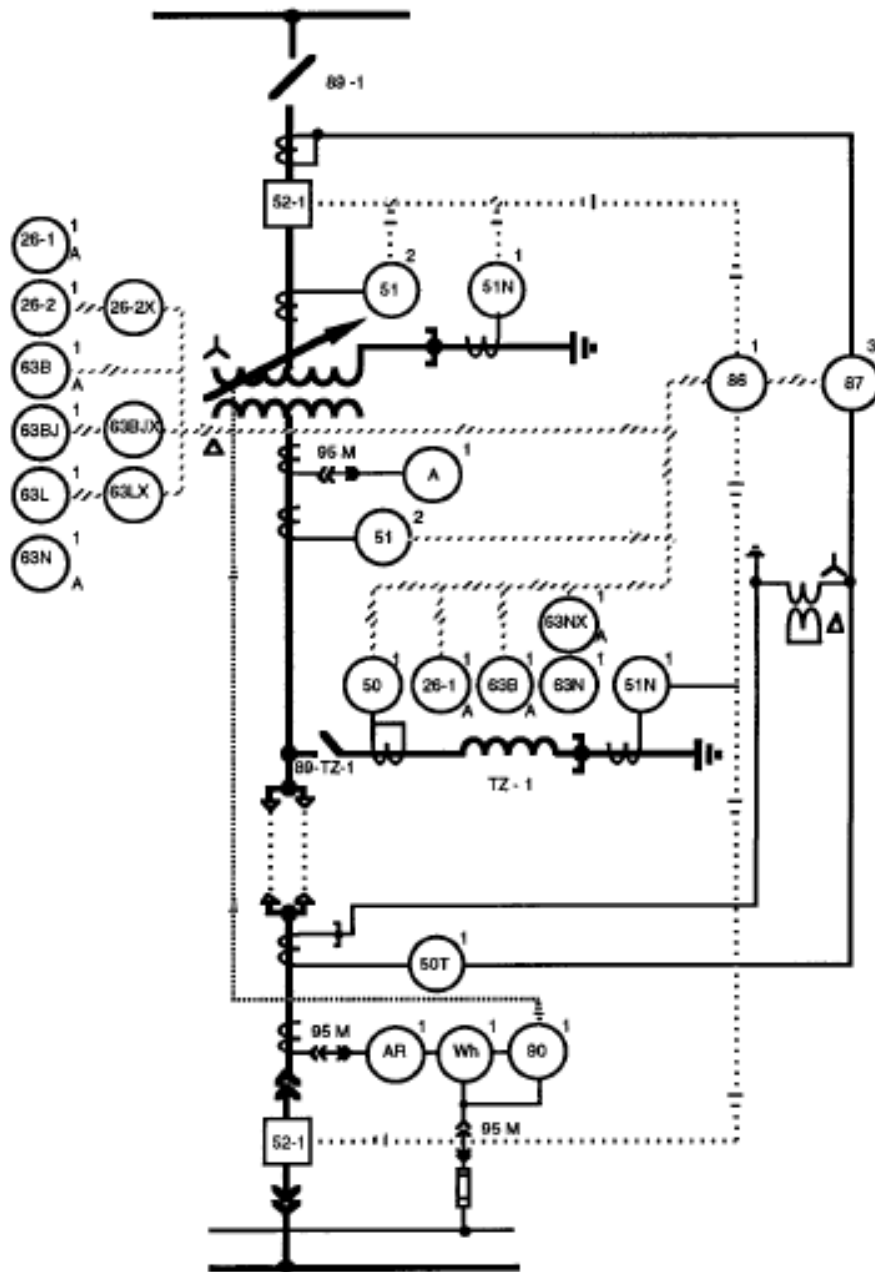
- Relevador de *Buchholz* (63 B)
- Termómetros (26-1)
- Termostato (26-2)
- Dispositivos de imagen térmica (49)
- Indicador de nivel (63 N)

- Liberador de presión (63 L)
- Relevador de *Jansen* (63 BJ)

Protecciones externas:

- Protección diferencial (87)
- Protección de sobre corriente (50-51)
- Protección de la cuba (51 N)

Figura 78. Protecciones de un transformador de potencia



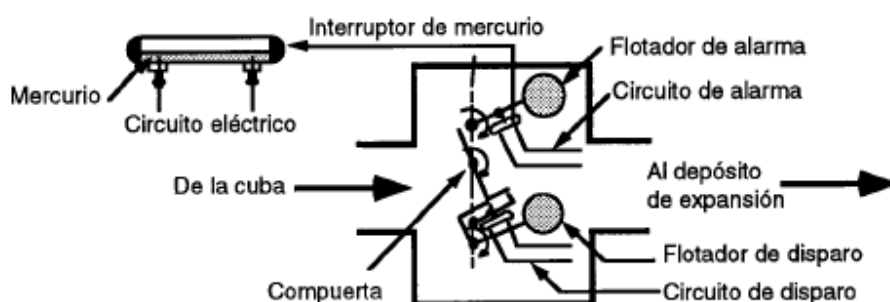
Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.3.1. Protección por detección de gas por relevador *Buchholz*

El relevador de *buchholz* es la protección propia más importante del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores de baño de aceite. Este relevador se monta en la tubería horizontal de unión entre la cuba del transformador y el depósito de expansión del aceite. Su principio de funcionamiento se basa en el hecho de que toda avería interna en los transformadores sumergidos en aceite provoca, por el efecto térmico del arco eléctrico, la descomposición de los aislantes sólidos y líquidos con la consiguiente generación de gases. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite.

Este relevador está instalado en la tubería que une la cuba del transformador al depósito de expansión y de manera que pueda detectar la totalidad de los gases que se originan en la cuba. En su interior hay dos flotadores dispuestos a distinto nivel, que pueden girar en torno a sus respectivos ejes. El flotador del nivel superior efectúa la alarma y el inferior efectúa el disparo mediante unos interruptores de mercurio, como se muestra en la figura 79.

Figura 79. Esquema de principio de relevador *Buchholz* y del interruptor de mercurio



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.3.2. Protección contra la sobrecarga y el sobrevoltaje

Los transformadores modernos se proyectan para que puedan soportar un tiempo considerable las corrientes de cortocircuito que pueden atravesar sus devanados, de modo que sus protecciones solo necesitarían actuar, para eliminar las corrientes de cortocircuito que se originan por defectos fuera del transformador, cuando fallen las protecciones selectivas de las diversas partes de la red donde está ubicado a las que se les ha encomendado dicha tarea. Para tal eventualidad, en los transformadores de dos arrollamientos, AT/MT, se instala una protección de sobre corriente de tiempo inverso en el lado de AT.

En el interior de la cuba la temperatura del aceite varía con la altura, siendo máxima en la parte alta de la cuba donde puede medirse por medio de un termómetro. Su valor se visualiza en una esfera indicadora colocada en un lugar accesible. El termómetro (designación 26-1) dispone de dos agujas de control; una de alarma, generalmente de color azul, se regula para que actúe a los 85 °C, y otra de color rojo efectúa el disparo de los interruptores de los distintos niveles de voltaje, que se ajusta para que actúe a los 95 °C.

3.4.3.3. Protección diferencial

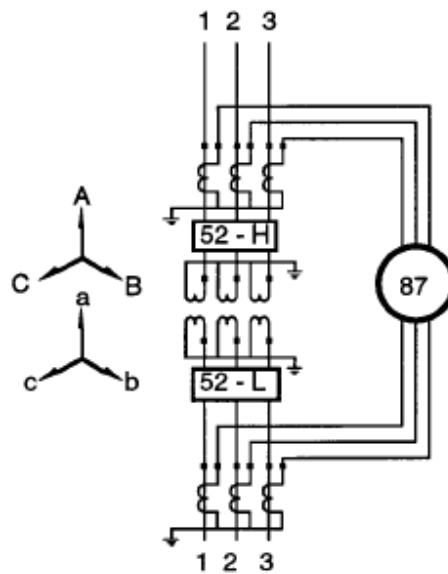
La protección diferencial se realiza comparando las intensidades de corriente a la entrada del primario y a la salida del secundario de cada fase. Sin embargo, en los transformadores se presentan una serie de dificultades adicionales que hay que tener en cuenta, como puede ser:

- Intensidades de distinta magnitud
- Desfases entre los voltajes del primario y el secundario (índice horario)

- Transformadores de intensidades, distintas relaciones dependiendo del grupo de conexión del transformador
- Desfases entre las corrientes primarias y secundarias
- Conexión del transformador en vacío
- Ubicación de los transformadores de intensidad que alimentan la protección diferencial
- Si existe regulación de voltaje

En la figura 80, se presenta el esquema unifilar de la protección diferencial de un transformador Yy_0 .

Figura 80. **Protección diferencial de transformador trifásico Yy_0**



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

La relación de transformación del transformador de potencia viene dada por:

$$r_t = \frac{U_{1n}}{U_{2v}} \sim \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

Designando las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad conectados en el primario y el secundario como r_1 y r_2 , respectivamente, se verifica:

$$r_1 = \frac{I_{11}}{I_1} \text{ y } r_2 = \frac{I_{22}}{I_2}$$

siendo I_{11} e I_{22} las intensidades de corriente secundarias de los transformadores de la intensidad cuando por sus primarios circulan las intensidades de corriente I_1 e I_2 respectivamente.

Para que en condiciones normales no actúe la protección por efecto de la diferencia de magnitud entre las intensidades de corriente primaria y secundaria, se ha de cumplir que:

$$I_{11} = I_{22}$$

o lo que es equivalente:

$$r_1 I_1 = r_2 I_2$$

Si la igualdad anterior se expresa en función de la relación de transformación del transformador de potencia:

$$r_1 I_1 = r_2 r_t I_1$$

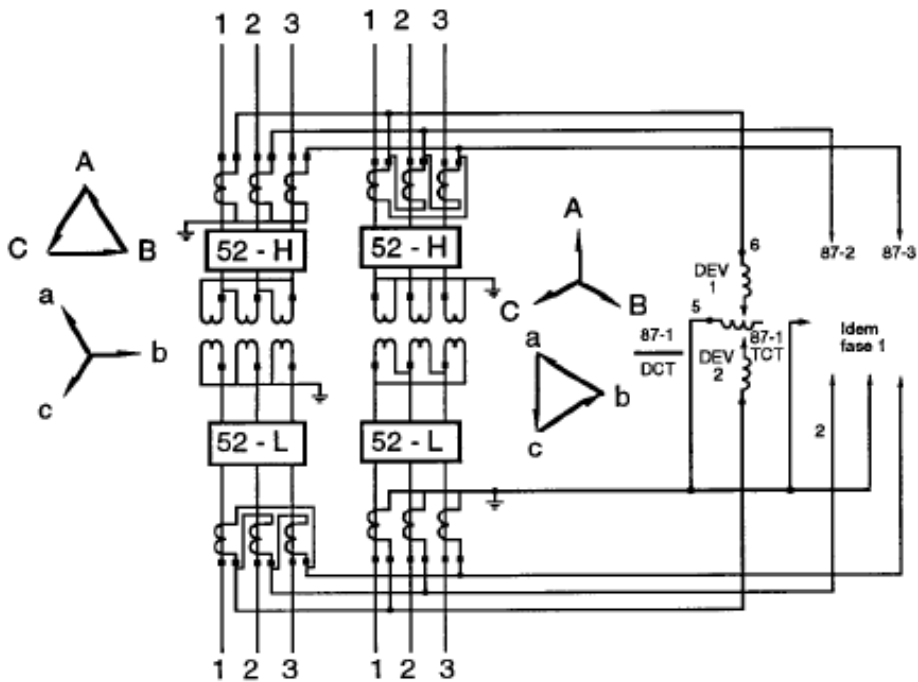
Luego entre las relaciones de transformación de los transformadores de medida debe verificarse:

$$r_1 = r_2 r_t$$

Cuando el grupo de conexión del transformador es Yd_{11} , las corrientes entre el primario y el secundario están desfasadas 30° .

Para compensar esta diferencia en los circuitos del relevador diferencial, se acoplan los secundario de los transformadores de intensidad colocados en el lado del delta del transformador principal en estrella y en estrella en el lado de delta, como se muestran en las figuras 81 y 82. En la figura 81 puede observarse qué transformadores de medida se conectan en estrella y cuáles en delta al cambiar de un transformador Yd_{11} a otro Dy_{11} .

Figura 81. Protección diferencial de un transformador Yd_{11} y Dy_{11}



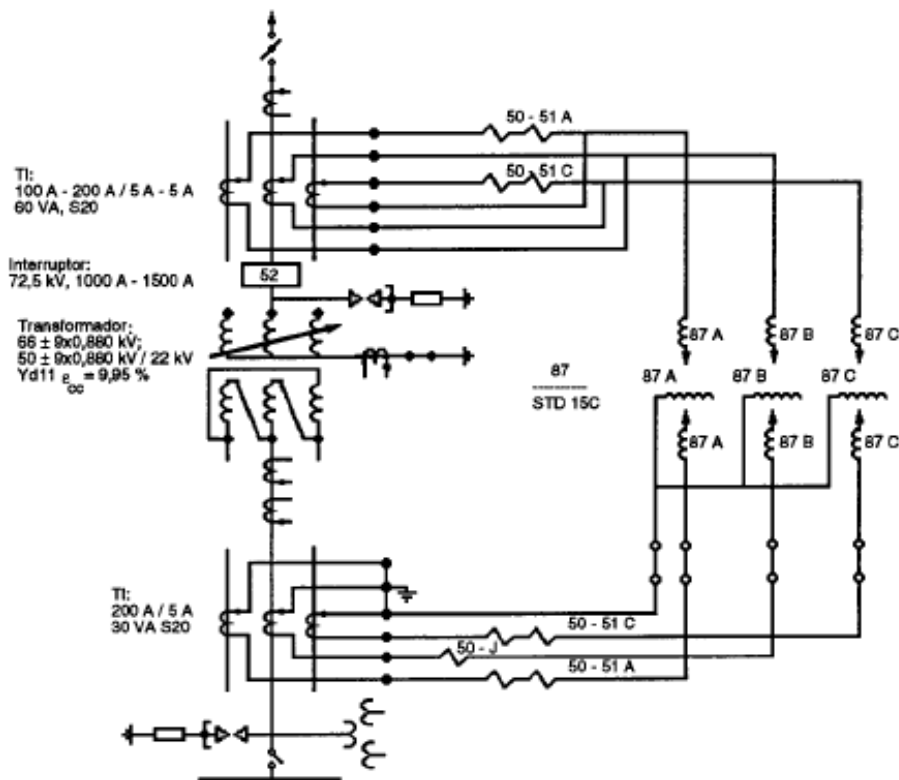
Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

Un montaje inverso podría ocasionar desconexiones inadecuadas, en caso de falla a tierra, sobre la red unida a los devanados en estrella.

En el caso de que el primario del transformador principal esté conectado en delta y el secundario en estrella, la relación entre r_t , r_1 y r_2 para que el relevador diferencial no actúe en condiciones normales viene dada por:

$$r_1 = \sqrt{3}r_t r_2$$

Figura 82. Protección de un transformador diferencial Yd_{11}



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

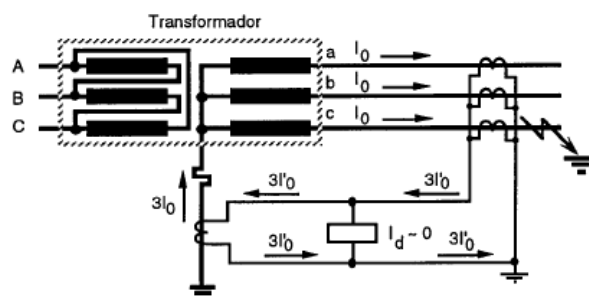
Para evitar que las diferencias entre las características de los transformadores de corriente originen el funcionamiento inoportuno de las protecciones diferenciales cuando ocurre una falla exterior al tramo protegido, se recurre a relevadores de porcentaje.

3.4.3.4. Protección diferencial del neutro

Se puede proteger el devanado conectado en estrella y el punto de la estrella conectado a tierra contra las fallas a tierra, comparando la corriente de neutro a uno y otro lado de la zona limitada por los transformadores de corriente, como se muestra en la figura 83.

Para obtener una buena sensibilidad, el relevador a emplear será de tipo voltimétrico.

Figura 83. Esquema de protección diferencial a neutro

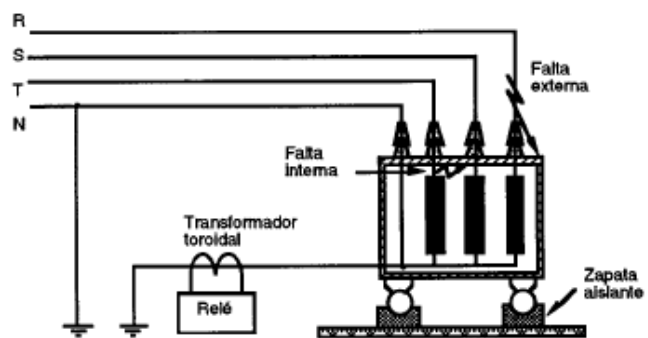


Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

3.4.3.5. Protección de la cuba

Este tipo de protecciones consiste en unir la cuba del transformador a una toma de tierra, a través de un transformador de corriente cuyo secundario está conectado a un relevador amperimétrico instantáneo. Para poder aplicar esta protección es necesario que la cuba del transformador esté suficientemente aislada de tierra (aislamiento mínimo de 25Ω). Este tipo de protección se puede observar en la figura 84.

Figura 84. Protección de la cuba



Fuente. Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Centrales eléctricas.

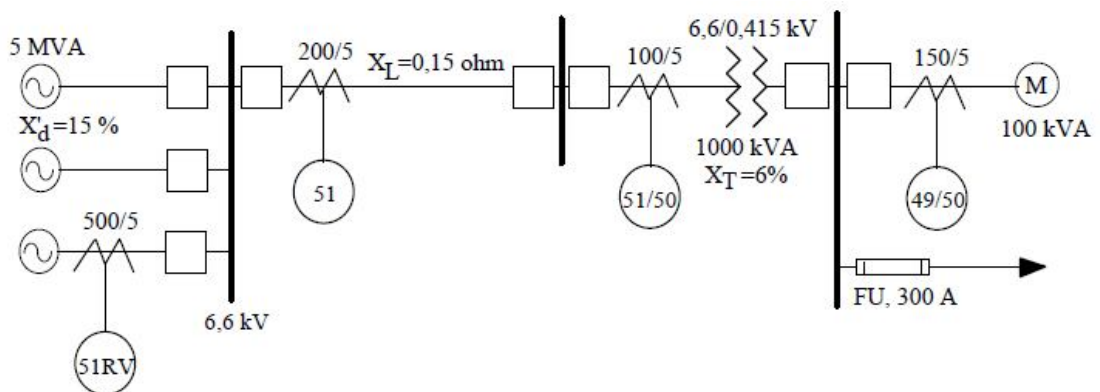
4. EJEMPLO DE APLICACIÓN Y HERRAMIENTAS DE CÁLCULO PARA LA PROTECCIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES

4.1. Ejemplo de cálculo de ajustes

4.1.1. Ejemplo de coordinación de protecciones

Para mostrar el procedimiento descrito en la teoría correspondiente al ajuste de relevadores, se considerará el sistema eléctrico de la figura 85, en el cual se muestra la aplicación de los conceptos en este sistema, por medio de la selección de relevadores marca SEL, que son unos de los relevadores utilizados en Guatemala.

Figura 85. Diagrama unilineal del sistema en estudio



Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

Las protecciones de los equipos son las siguientes:

- Generador: relevador tipo SEL-387E de protección diferencial de corriente y protección de voltaje. Tap 51: 4-5-6-8-10-12-16;
- Línea: relevador tipo SEL-351 de sobre corriente direccional, relevador de recierre localizador de fallas. Tap 51: 4-5-6-8-10-12-16;
- Transformador: relevador tipo SEL-351 de sobre corriente direccional, relevador de recierre localizador de fallas, elementos de integración estándar de tiempo inverso con unidad instantánea;
- Motor: relevador de sobrecarga térmico, con curva fija y elemento instantáneo;
- Alimentador: fusible de 300 Amperes con curva fija.

Para los ajustes de $I_{mín}$ de relevadores de fase en Guatemala se utilizan los valores de corrientes dados en la tabla X.

Tabla X. **Valores de corrientes para ajustes de relevadores de fase utilizados en Guatemala**

3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	7.5	10	12	15	18	20
-----	-----	-----	-----	-----	-----	----	----	----	----	----

Fuente: Ing. Fernando Morales, Elementos de protección de sistemas de potencia.

Para realizar la tabla para las características tiempo-corriente de los relevadores se necesita realizar en primer lugar las siguientes operaciones para hallar la corriente de carga y la corriente de disparo de los relevadores.

$$I_{carga} = \frac{5 * 10^6}{\sqrt{3} * 6.6 * 10^3} = 437.39 \text{ A.}$$

$$I_{disp} \cdot_{SEL-387E} = \frac{437.39}{500/5} * 1.5 \cong 6.56$$

$$I_{disp} \cdot_{SEL-351} = \frac{437.39}{200/5} * 1.5 \cong 16.4$$

Entonces como aplicamos un factor de 1.5 se escoge de la tabla un valor mayor al obtenido, que corresponde a 7.5 para relevadores SEL-387E y 18 para relevadores SEL-351 y que son los valores que utilizaremos.

Utilizando las fórmulas para curvas de relevadores tipo SEL-387E y SEL-351 se obtienen los valores para las características tiempo-corriente de los relevadores, para ajuste de tiempo máximo se utiliza un TD = 1 para los relevadores antes dichos, ya que se trata de relevadores de fase y específicamente se utilizan curvas I.E.C. clase A (Inversas estándar). Los valores de tiempo son los mismos ya que la fórmula es la misma y están dados en la tabla XI.

La fórmula utilizada es:

$$tp = TD * \left[\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$$

Donde

tp = tiempo de operación en segundos de reposición electromecánica.

TD = Ajuste del dial de tiempos.

M = corriente aplicada, en múltiplos de la corriente de operación (*pickup*) [para tiempo de operación (tp), M>1; para tiempo de reposición (tr), M≤1].

Tabla XI. Valores de tiempo de los relevadores SEL-387E y SEL-351, para ajuste de tiempo máximo

MULTIPLS	tp
2	10.0
3	6.2
5	4.3
10	3.0
15	2.55
20	2.2

Fuente: Cálculos realizados.

Las características tiempo-corriente del relevador térmico del motor y del fusible (ambas fijas) corresponden a las indicadas en las tablas XII y XIII, respectivamente.

Tabla XII. Característica t-I relevador térmico

t (segundos)	I (Amperios)
60	192
34	240
13	800

Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

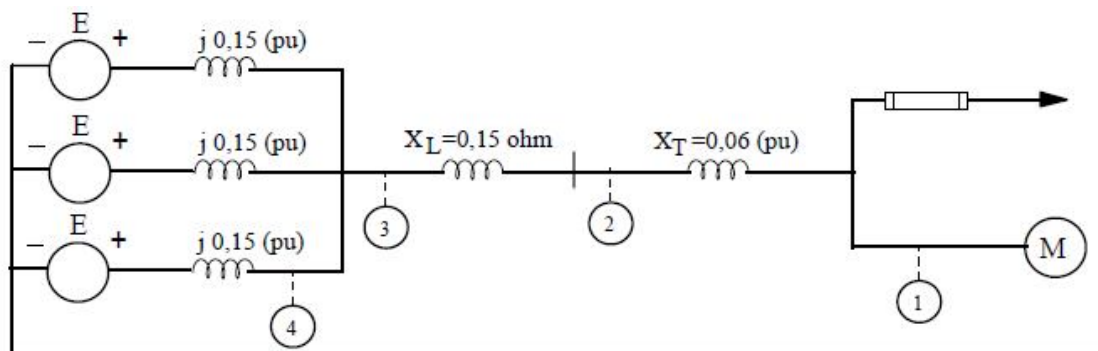
Tabla XIII. Característica t-I fusible

t (segundos)	I (Amperios)
50	800
3.0	1.280
0.2	2.240

Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

- a) Dibujar el circuito equivalente por fase (diagrama de impedancias o malla de secuencia positiva) del sistema eléctrico radial al cual se está aplicando la protección de sobre corriente, indicando los parámetros de cada uno de sus componentes. La figura 86 muestra el diagrama de impedancias del sistema, con todos sus parámetros. Las impedancias en pu están en la base propia de cada equipo.

Figura 86. Diagrama de reactancias del sistema



Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

- b) Reducir todos los parámetros a una base común.

$$\text{Sea } S_B = 5 \text{ MVA}; V_{V1} = 6.6 \text{ kV}$$

$$\text{Entonces, } I_{B1} = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 10^3} = 437.4 \text{ A y } Z_{B1} = \frac{6.6^2}{5} = 8,712 \Omega$$

Por lo tanto

$X_S = 0.15$ (pu) con un generador en servicio (Generación mínima)

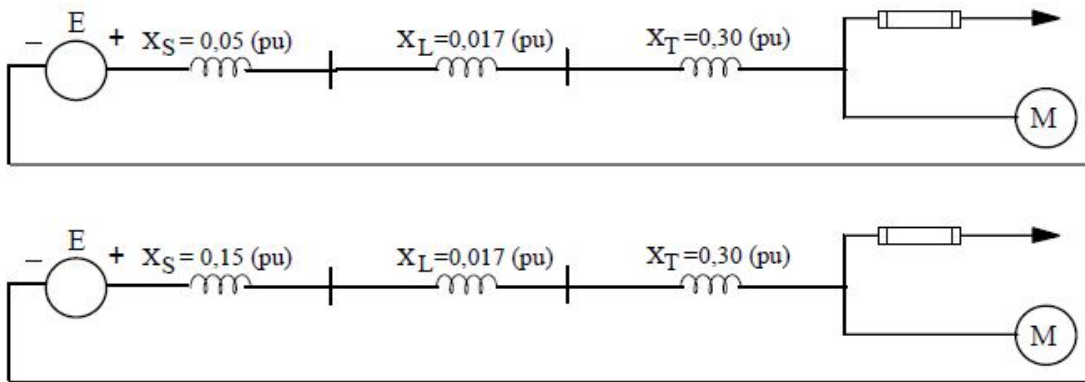
$X_S = 0.15/3 = 0.05$ (pu) con los tres generadores en servicio (Generación máxima)

$X_L = 0.15/8,712 = 0.017$ (pu)

$X_T = 0.06 \cdot (5/1) = 0.3$ (pu)

Las mallas de secuencia positiva (se suponen cortocircuitos trifásicos), se muestran en la figura 87.

Figura 87. **Mallas de secuencia positiva. a) Generación máxima, b) Generación mínima**



Fuente: Manuel Villarreal, Aplicaciones de relevadores.

- c) Calcular las corrientes nominales de los equipos, reduciéndolas además al nivel de voltaje común. Se trabajará considerando como nivel de voltaje común el de 6.6 kV, del lado de alta, porque en ese lado hay una mayor cantidad de relevadores.

$$\text{Generadores: } I_G = \frac{5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 10^3} = 437.4 \text{ A} \quad (\text{Igual a la corriente base del lado de alta})$$

$$\text{Línea: } I_L = \frac{2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 10^3} = 174.95 \text{ A} \quad (\text{Se supuso una capacidad de transferencia de 2 MVA para la línea}).$$

$$\text{Transformador: } I_{T1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6.6 \cdot 10^3} = 87.48 \text{ A}$$

$$\text{Motor: } I_{M2} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0.415 \cdot 10^3} = 139.12 \text{ A, que referido al nivel de voltaje común es:}$$

$$I_{M1} = \frac{193.12 * 0.415}{6.6} = 8.75 \text{ A}$$

- d) Calcular las corrientes máximas de falla con plena generación y las mínimas con generación mínima, para cada uno de los puntos donde se ubican relevadores. Los valores de las corrientes de falla se referirán al nivel de voltaje común, es decir, la corriente base será de 437.4 A, que por comodidad se aproximará a 440 A.

En la barra de 0.415 kV, punto 1:

$$I_{FMAX1} = \frac{E}{jX_S + jX_L + jX_T} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.05 + j0.017 + j0.3} = 2.7248 \angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMAX1} = 2.7248 * 440 = 1,200 \text{ A}$$

$$I_{FMIN1} = \frac{E}{jX_S + jX_L + jX_T} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.15 + j0.017 + j0.3} = 2.1413 \angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMIN1} = 2.1413 * 440 = 940 \text{ A}$$

En primario del transformador, punto 2:

$$I_{FMAX2} = \frac{E}{jX_S + jX_L} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.05 + j0.017} = 14.9254 \angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMAX2} = 14.9254 * 440 = 6,600 \text{ A}$$

$$I_{FMIN2} = \frac{E}{jX_S + jX_L} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.15 + j0.017} = 5.988 \angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMIN2} = 5.988 * 440 = 2,640 \text{ A}$$

En la barra de los generadores, punto 3:

$$I_{FMAX3} = \frac{E}{jX_S} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0.05} = 20\angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMAX3} = 20 * 440 = 8,800 A$$

$$I_{FMIN3} = \frac{E}{jX_S} = \frac{1\angle 0^\circ}{j0.15} = 6.6667\angle -90^\circ (pu)$$

$$\Rightarrow I_{FMIN3} = 6.6667 * 440 = 2,940 A$$

- e) Calcular el tap de los relevadores en términos primarios, de acuerdo a lo explicado en el párrafo a.2), en función de las corrientes nominales de los equipos y verificando que den los respaldos correspondientes para las fallas mínimas.

e.1) Protecciones del motor

Relevador térmico: normalmente se ajusta con un valor de operación de 105% de la corriente nominal del motor. En este caso:

$$I_{OP} = 1.05 * 139.12 = 146 A$$

Relevador instantáneo: el elemento instantáneo se ajusta en un valor que sea superior a la corriente de partida del motor que en este caso se estima en 6 veces la corriente nominal. Se elige 8 veces la corriente nominal, es decir:

$$I_{OP} = 8 * I_N = 8 * 139.12 = 1,112.96 A \Rightarrow I_{OP} = 1,110 A$$

e.2) Protecciones del transformador

Relevador temporizado: normalmente se ajusta entre 1.2 y 1.5 veces la corriente nominal que es de 87.48 A, o sea entre 105 y 131 A. Además debe dar respaldo a la falla mínima de 940 A. Se elige entonces un tap aproximadamente de 1.37 veces la corriente nominal: $\text{Tap}=120 \text{ A}$, que corresponde a un tap secundario justo de 6 A.

Relevador instantáneo: el elemento instantáneo se ajusta a 1.3 veces la corriente de falla máxima en la barra siguiente (aguas abajo). En este caso; corresponde a:

$$I_{OP} = 1.3 * 1,200 = 1,560 \text{ A}$$

A partir de las corrientes de falla calculadas, se aprecia una reducción considerable en la barra de 415 Volt, respecto al lado de alta del transformador. Luego, se justifica poner relevador instantáneo en el relevador 2, lo que se puede verificar comparando la corriente de falla mínima en el lado de alta del transformador (2,640 A) y la corriente de ajuste del instantáneo del relevador 2 (1,560 A).

e.3) Protección de la línea

Relevador temporizado: normalmente se ajusta entre 1.2 y 1.5 veces la corriente nominal que es de 174.95, o sea entre 210 y 260 A. Además debe dar respaldo a la falla mínima de 940 A. Se elige entonces un tap aproximadamente de 1.37 veces la corriente nominal:

$\text{Tap}= 240 \text{ A}$, que corresponde a un tap secundario justo de 6 A.

Como la impedancia de la línea es baja considerada con la de la fuente, no hay una reducción importante de la corriente entre el cortocircuito en el lado de alta del transformador y la barra de los generadores, que justifique poner instantáneo en el relevador 3.

e.4) Protección de los generadores

La corriente nominal de cada generador es de 440 A y, por lo tanto, el ajuste podría estar entre 484 y 660 A (110% a 150% de la corriente nominal). Sin embargo, es usual permitir solo un 10% de sobrecarga y dar al relevador también la característica de sobrecarga. Se puede elegir entonces un tap de 500 A, que en condiciones de falla (70% del voltaje nominal) corresponde a una corriente de operación de 200 A.

f) Calcular el tap en términos secundarios, reajustar si es necesario los valores de acuerdo con el tap que realmente dispone el relevador.

f.1) Protecciones del Motor

Relevador térmico: $146 \cdot 5 / 150 = 4.87$ A

Relevador instantáneo: $1,110 \cdot 5 / 150 = 37$ A

f.2) Protecciones del transformador

Relevador temporizado: $120 \cdot 5 / 100 = 6$ A

Relevador instantáneo: $1,560 \cdot 5 / 100 = 78$ A

f.3) Protección de la línea

Relevador temporizado: $240 \cdot 5 / 200 = 6$ A

f.4) Protección de los generadores

Relevador temporizado: $500 \cdot 5 / 500 = 5$ A

- g) Reducir todos los valores de tap a términos primarios y expresarlos en una sola base de voltaje. Marcarlos en el gráfico (log-log) correspondiente.

Como el voltaje base elegido es de 6.6 kV, se debe referir a este nivel de voltaje solamente lo que está en 415 Volt; es decir, los tap de las protecciones del motor y las características tiempo-corriente del térmico del motor y del fusible del alimentador.

g.1) Protecciones del motor

Relevador térmico: $4.87 \cdot 150 / 5 = 146 \text{ A} \Rightarrow 146 \cdot 0.415 / 6.6 = 9.18 \text{ A}$ (referido al lado de 6.6 kV)

Relevador instantáneo: $37 \cdot 150 / 5 = 1,110 \text{ A} \Rightarrow 1,110 \cdot 0.415 / 6.6 = 70 \text{ A}$ (referido al lado de 6.6 kV)

Las tablas XIV y XV muestran las curvas del relevador térmico del motor y del fusible con sus valores actuales de corrientes y los valores referidos a 6.6 kV.

Tabla XIV. **Característica t-I Relevador térmico**

t (segundos)	I a 6.6 kV (Amperios)	I a 415 V (Amperios)
60	12	192
34	15	240
13	50	800

Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

Tabla XV. **Característica t-I fusible**

t (segundos)	I a 6.6 kV (Amperios)	I a 415 V (Amperios)
50	50	800
3.0	80	1.280
0.2	140	2.240

Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

g.2) Protecciones del transformador

Relevador temporizado: $6 \cdot 100 / 5 = 120$ A

Relevador instantáneo: $78 \cdot 100 / 5 = 1560$ A

g.3) Protección de la línea

Relevador temporizado: $6 \cdot 200 / 5 = 240$ A

g.4) Protección de los generadores

Relevador temporizado: $5 \cdot 500 / 5 = 500$ A

h) Calcular los ajustes de tiempo de acuerdo a lo indicado en el párrafo a.3).

h.1) Relevador térmico del motor (1) y fusible del alimentador: son de características fijas y han quedado definidos en las tablas XIV y XV respectivamente, con cuyos valores se dibujan en el gráfico log-log.

h.2) Relevador del transformador (2): en este caso se debería coordinar considerando el valor del instantáneo del relevador del motor que es de 70 A, menor que el arranque del relevador del transformador que es de 120 A. Por lo tanto, el ajuste de tiempo del relevador del transformador se puede ajustar en su valor mínimo, es decir; 0.1. A partir de la tabla XI se pueden obtener los valores de la característica tiempo-corriente, para ajuste de tiempo 0.1; considerando el 10% del tiempo en cada punto, y aumentando la corriente en 120 A se obtiene la corriente para las curvas, lo que se indica en la tabla XVI para relevadores SEL-351 y con cuyos valores se dibuja la curva correspondiente y que se muestra en la figura 88.

Tabla XVI. Característica tiempo-corriente del relevador SEL-351

MULTIPLICOS	tp	Iprim
2	1.0	240
3	0.62	360
5	0.43	600
10	0.30	1,200
15	0.255	1,560
20	0.22	1,560

Fuente: Cálculos realizados.

h.3) Relevador de la Línea (3): este relevador debe coordinar con el del transformador (2) en el punto de corriente máxima; es decir, en el valor de 1,560 A (*pickup* del instantáneo del relevador 2), donde le corresponde un tiempo de aproximadamente 0.27 segundos (ver figura 88). Luego: $t_c = t_2 + t_p = 0.27 + 0.4 = 0.67$ seg. El valor de corriente correspondiente a este tiempo se determina como sigue:

$$n_c = \frac{Tap\ 50 - 2}{Tap\ 51 - 3} = \frac{1,560}{240} = 6.5$$

De acuerdo con la tabla X, para un múltiplo $n_c = 6.5$ corresponde un tiempo aproximado de 3.7 segundos; es decir, $t_{nc} = 3.7$ segundos. Utilizando la expresión:

$$L_c = \frac{t_c}{t_{nc}}$$

se tiene

$$L = \frac{t_c}{t_{nc}} = \frac{0.67}{3.7} = 0.18$$

Por lo tanto se elige el ajuste de tiempo más cercano, es decir, un ajuste de tiempo 0.2. La curva correspondiente se dibuja con los valores de la tabla XVII, que se obtiene a partir de la XI, considerando una corriente de arranque de 240 A y aumentándolo en 240 A, un tiempo del 20% del indicado en la tabla XI.

Tabla XVII. **Característica tiempo-corriente del relevador de la línea**

MULTIPLICOS	tp	Iprim
2	2.0	480
5	0.86	1,200
10	0.6	2,400
20	0.44	4,800

Fuente: Cálculos realizados.

Del gráfico de la figura 88, se desprende que el tiempo de paso real es de aproximadamente 0,45 segundos.

h.4) Relevador de los generadores (4): como la corriente de cortocircuito de un generador es de 2,940 A, la coordinación entre los relevadores 3 y 4 deberá hacerse considerando este valor. Para este punto, el tiempo de la curva del relevador de la línea es de 0.55 segundos, por lo que $t_c=0.55+0.4=0.95$ segundos. Las características tiempo-corriente para un ajuste de tiempo máximo del relevador SEL-387E, se muestran en la tabla XI. En condiciones de falla (Curva A), se comporta de acuerdo a la curva de un relevador normal de sobre corriente, pero su arranque baja a un 40% de la corriente de operación normal. En este caso, la corriente de arranque en operación normal es de 500 Amperios y por lo tanto, en falla es de 200 Amperios.

Para continuar con la coordinación, corresponde determinar el ajuste de tiempo para el relevador del generador en condiciones de falla.

Para este caso, $n_c = 2,940/200 = 14.7$ veces, es decir, 15. De acuerdo con la tabla XI (Curva A), $t_{nc}=2.55$ segundos, por lo que el tiempo de ajuste será:

$$L = \frac{t_c}{t_{nc}} = \frac{0.95}{2.55} = 0.37$$

El que se aproxima a 0.4. Luego, las características tiempo-corriente corresponderán a las indicadas en las tablas XVIII y XIX, que corresponden a los valores de tiempo dados por la tabla XI, multiplicados por 0.4.

Tabla XVIII. Característica tiempo-corriente del relevador SEL-387E, Curva A, para un ajuste de tiempo de 0.4

MULTIPLoS	tp	Iprim
2	4.0	400
3	2.48	600
5	1.72	1,000
10	1.2	2,000
15	1.02	3,000
20	0.88	4,000

Fuente: Cálculos realizados.

Tabla XIX. **Característica tiempo-corriente del relevador SEL-387E, Curva B, para un ajuste de tiempo de 0.4**

MULTIPLoS	tp	Iprim
2	8.0	1,000
3	4.8	1,500
5	3.12	2,500
10	2.08	5,000
15	1.02	7,500
20	0.88	10,000

Fuente: Cálculos realizados.

En el gráfico de la figura 88 se puede apreciar que la curva 4 A correspondiente al relevador del generador, se cruza con la curva del relevador 3 de la línea. Esto no tiene importancia ya que la curva 4 A considera solo condiciones de falla con corrientes superiores a 940 Amperios, que es la falla mínima en la barra de 415 Voltios, donde el tiempo de paso es de 0.7 segundos, lo cual es más que suficiente.

i) Resumen de ajustes

Relevador 1: motor de 100 kVA, 415 V

TC: 150/5

Arranque del relevador térmico: 4.87 A

Arranque del relevador instantáneo: 37 A

Relevador 2: transformador de 1,000 kVA, 6.6/0.415 kV

TC: 100/5

Tap: 6

Ajuste de tiempo: 0.1

Arranque del relevador instantáneo: 78 A

Relevador 3: línea de 6.6 kV

TC: 100/5

Tap: 6

Ajuste de tiempo: 0.2

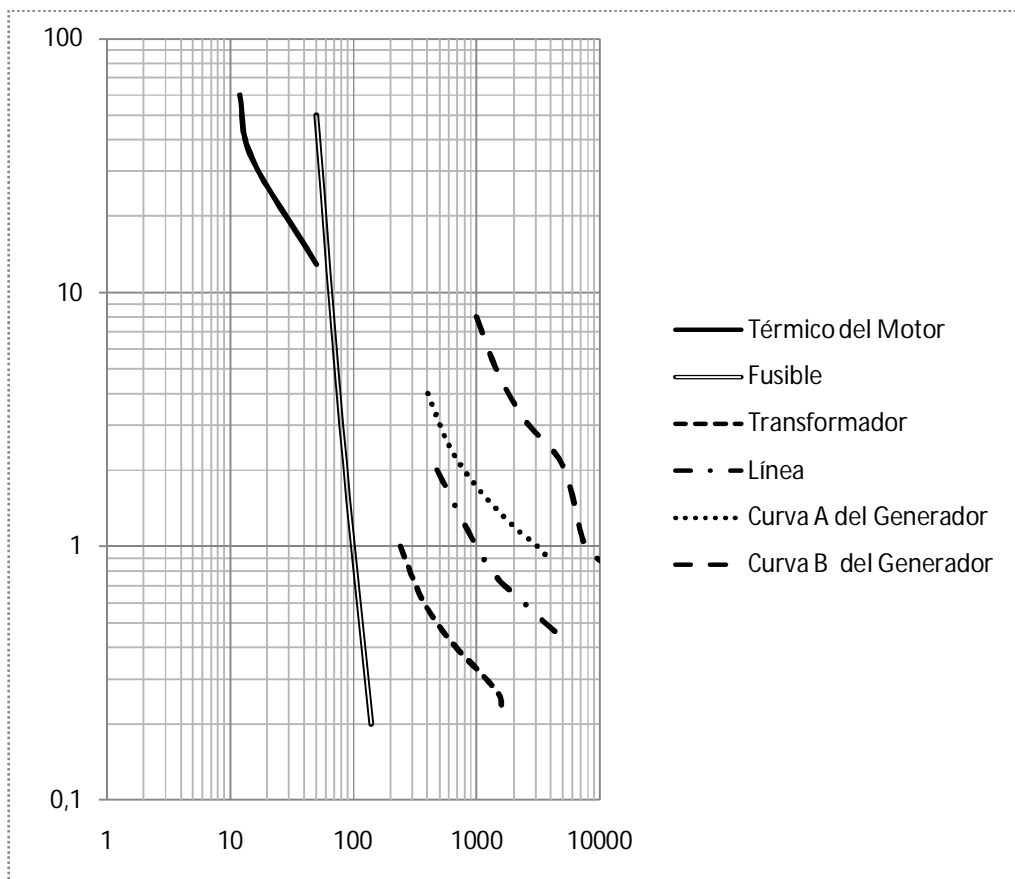
Relevador 4: generadores de 5 MVA, 6.6 kV

TC: 500/5

Tap: 5

Ajuste de tiempo: 0.4

Figura 88. **Gráfico resumen de la coordinación del sistema de la figura 85**



Fuente: Cálculos realizados.

4.1.2. Cálculo para un relevador direccional

En este ejemplo trataremos específicamente el cálculo del valor de ajuste en caso de potencia inversa.

Si se desea, por ejemplo, que el relevador se active a una potencia inversa del generador del 6%, esto no quiere decir que el valor de ajuste del relevador sea del 6%. El valor de ajuste del punto de conmutación tiene que ser calculado previamente, tomando en consideración las relaciones de transformación de los transformadores de medida.

El relevador mide la potencia en una fase del lado del secundario del transformador y supondremos que las potencias son simétricas.

Los datos necesarios para su cálculo son los siguientes:

- SG[kVA]: Potencia aparente del generador en kVA. $SG = 1875\text{kVA}$
- $\cos(\phi)$: Factor de potencia nominal del generador. $\cos(\phi) = 0.8$
- I_n : Corriente nominal del relevador. $I_n = 5\text{ A}$
- U_n : Tensión nominal del relevador. $U_n = 220\text{ V}$
- nI : Relación de transformación del transformador de corriente. $nI = 500/5$
- nU : Relación de transformación del transformador de tensión. $nU = 100/5$
- PRG(%): Porcentaje inversa del generador. $PRG(\%) = 6\%$

Entonces el procedimiento para el ajuste es el siguiente:

$$P_R > (\%) = \frac{\left[\frac{SG(KVA) * \cos(\phi)}{\sqrt{3} * nU * nI} \right]}{U_n * I_n} * PRG(\%)$$

$$P_R > (\%) = \frac{\left[\frac{1875KVA * 0.8}{\sqrt{3} * 20 * 100} \right]}{220 * 5} * 6\% = 2\%$$

En el ejemplo que nos ocupa hay que ajustar el relevador a un valor de 2 % para que se active a una potencia inversa del generador del 6 % (Potencia efectiva nominal del generador).

CONCLUSIONES

1. Las tecnologías de generación de energía eléctrica a través de recursos renovables serán en un futuro cercano las más utilizadas debido a los altos costos de combustibles de origen fósil.
2. La normalización de la generación distribuida en Guatemala es de gran importancia para la producción de electricidad y conociendo los modelos de comportamiento de cada una de las tecnologías, se pueden especificar mejor las protecciones que conllevan. El medio para poder conocer mejor todos los requerimientos necesarios, para la construcción e interconexión de la generación distribuida renovable, es la utilización de la normativa impuesta por la resolución CNEE No. 171-2008.
3. Las protecciones son necesarias en todo tipo de sistema eléctrico, mucho más si es un sistema de potencia, así como sus respectivas coordinaciones para optimizar la detección y prevención de fallas, es por ello que para cada una de las tecnologías se establecieron los criterios generales de protección, y se realizaron ejemplos de cálculo para demostrar la teoría.
4. La norma IEEE P1547 fija la normativa de interconexión de fuentes de energía distribuidas con el sistema eléctrico, determinando los requerimientos más relevantes de implementación, operación, ensayos, condiciones de seguridad y mantenimiento de las interconexiones. Su aplicación se limita a todas las fuentes de energía distribuidas, de capacidades hasta 10MVA (en Guatemala únicamente hasta 5MVA).

RECOMENDACIONES

1. Conocer primeramente el normativo contenido en la resolución CNEE No. 171-2008, es el correspondiente para generación eléctrica distribuida en Guatemala.
2. Con las implementaciones de centrales de generación distribuida renovable en Guatemala, también serán indispensables nuevas formas de protecciones para dichas centrales, por lo que habrá que actualizar continuamente elementos, dispositivos y teorías de control y coordinación de las protecciones, utilizando elementos de forma digital y electrónica de potencia.
3. Capacitarse continuamente debido a los cambios que llevarán las protecciones con las nuevas tecnologías, utilizando medios actualizados para el mejor aprendizaje de las protecciones de los sistemas de generación eléctrica.
4. Estudiar las normas específicas sobre generación distribuida, las IEEE 1547 (IEEE P1547/D11 2004), que se están complementando y que en conjunto estas normas tratan sobre calidad en presencia de generación distribuida (europeas y americanas) y abarcan aspectos tales como: sobrevoltaje permanente, sobrevoltaje transitorio, *Flicker*, *Notches*, armónicos, inyección de corriente continua, factor de potencia, desbalances y potencia máxima, logrando con ello el máximo entendimiento de estas normas.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Biodisol* [en línea]. Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.biodisol.com>.
2. BLACKBURN, J. Lewis. *Protective Relaying, Principles and Applications*. 2ª Edition New York: Marcel Dekker Inc., 1998. 387 p.
3. BRAND, L., J. MONCADA. *Protecciones de Sistemas Eléctricos*. Chile: Editado por Hugo González, 1976. 550 p.
4. CARRILLO CAICEDO, Gilberto. *Protecciones Eléctricas*. Bucaramanga: s.e., 2007. 330 p.
5. *Centro argentino de energías alternativas* [en línea]. Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.energias.org.ar>.
6. *Centro de estudios de la energía solar* [en línea]. Parque Industrial PISA - Edificio Censolar C/ Comercio 12, 41927 Mairena del Aljarafe, Sevilla (España). Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.censolar.org>.
7. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. *Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable*. Resolución CNEE No. 171-2008. Guatemala. 16 de septiembre de 2008. 5 p.

8. *Cooper power center* [en línea]. Publicación diaria. Disponible en Internet:<http://www.cooperpower.com/Library/Literature/>,"Catálogos de Productos de Cooper Power Systems".
9. *Electroindustria* [en línea]. Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mv?xid>.
10. *Energía ecológica* [en línea]. Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.energiaecologica.mx>.
11. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Análisis Moderno de Sistemas Eléctricos de Potencia*, México: Limusa, 1988, 535 p.
12. GUEVARA V., Cristián. *Cálculo y Selección de Protecciones en Media y Baja Tensión*. Chile: Productores Editores Integral Comunicaciones Ltda., 1998. 349 p.
13. MARTÍNEZ, Marcela y otros. Requerimientos de Operación de Parques Eólicos ante Huecos de Tensión. *Artículo: Renovables*, 2008. 45 p.
14. MASON, C. Russel. *The Art and Science of Protective Relaying*. New York: John Wiley and Sons, 1956. 175 p.
15. MOHR RIOSECO, Ricardo Alberto. *Inserción de generadores de energía renovable en redes de distribución*. Chile: s.e., 2007. 205 p.
16. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos Básicos de Protección de Sistemas de Potencia*. Guatemala: EEGSA Serigráfica S.A., 2005, 169 p.

17. MOZINA, Charles J.. Protección de Interconexiones de Generadores de IPP., *Consulting/Specifying Engineer Magazine.s.l.: EGSA Supplement*, 1997. 25 p.
18. ORILLE FERNÁNDEZ, Ángel Luis, *Centrales Eléctricas I, II y III*. Cataluña: Ediciones de la Universidad Politécnica de Cataluña, 1993. 650 p.
19. POWER SYSTEMS DIVISION. *Distribution System Protection Manual*. (Bulletin N° 71022). s.l.: McGraw-Edison Co. s.a.
20. RAVINDRANATH B., M. CHANDER; Rafael García y García (Trad.). *Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores*. México: Limusa S.A., 1980, 505 p.
21. *Schweitzer engineering laboratorios* [en línea]. 2350 NE Hopkins Court Pullman, WA 99163 – USA. Publicación diaria. Disponible en Internet: <http://www.selinc.com/> “Catálogos de Relés y Equipos de Schweitzer Engineering Laboratorios” (SEL).
22. STEVENSON, William D., J. J. GRAINGER. *Análisis de Sistemas de Potencia*. 2ª Edición. México: McGraw-Hill, 1998, 789 p.
23. *Universidad de Salamanca, Escuela técnica superior de ingeniería industrial Ingeniería Eléctrica* [en línea]. Disponible en Internet: <http://www.usal.es/electricidad>.
24. VILLARROEL M., Manuel. *Sistemas Eléctricos de Potencia II*. Chile: *Apunte Universidad de la Frontera*, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2003.









ANEXOS

ANEXO I

Identificación de los relevadores de protección

Una forma de identificar los relevadores, de acuerdo a la función que realizan es usando los números definidos en la norma ANSI/IEEE C57-2-1979, junto a los cuales una letra indica el equipo que se protege o bien complementa la información dada por él. Otra manera corresponde a los símbolos dados por la norma IEC. En la tabla siguiente se muestran algunos de los relevadores más utilizados.

Números y simbología de relevadores más utilizados en generación

Descripción	ANSI	IEC	Descripción	ANSI	IEC
Relé de sobrevelocidad	12	$\omega >$	Relé de sobrecorriente a tierra de tiempo inverso	51G	
Relé de baja velocidad	14	$\omega <$	Relé de sobrecorriente a tierra de tiempo definido	51N	
Relé de distancia	21	Z <	Relé de sobrecorriente temporizado con retención de voltaje	51V	
Relé de sobretemperatura	26	$\theta >$	Relé de sobre voltaje	59	U >
Relé de bajo voltaje	27	U <	Relé de desplazamiento del punto neutro	59N	$U_{nt} >$
Relé direccional de sobre potencia	32	\rightarrow P >	Relé de falla a tierra	64	
Relé de baja potencia	37	P <	Relé direccional de sobrecorriente	67	\rightarrow I >
Relé de Corriente de secuencia negativa	46	$I_2 >$	Relé direccional de sobrecorriente a tierra	67N	\rightarrow 
Relé de voltaje de secuencia negativa	47	$U_2 >$	Relé de reconexión automática	79	$O \rightarrow I$ 
Relé térmico de sobrecarga	49		Relé de baja frecuencia	81U	f <
Relé de sobrecorriente instantáneo	50	$I >>$	Relé de sobre frecuencia	81O	f >
Relé de sobrecorriente de tiempo inverso	51		Relé diferencial (de corriente)	87	$I_d >$

Fuente: Manuel Villarroel, Aplicaciones de relevadores.

Un ejemplo más práctico de relevador y utilizado en este trabajo es el relevador direccional, por tal motivo se muestra el funcionamiento del relevador direccional.

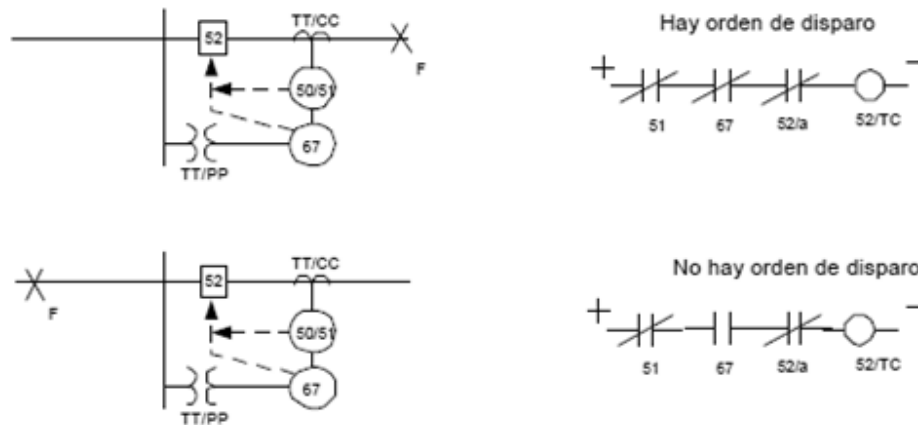
Protección direccional

Unidades que determinan la dirección del flujo de potencia y/o corriente en una localización determinada de un sistema eléctrico de potencia; de esta forma, es posible mediante este relevador conocer la dirección de la ubicación de una falla.

Esta unidad direccional generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra unidad, tal que ésta última detecte la falla y dé la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior a un valor mínimo preestablecido. La unidad de protección sensora de la magnitud de la corriente generalmente es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), o instantáneo (50) o ambos (51/50).

Con la acción de ambos relevadores se consigue tener orden de apertura del interruptor (52) si la magnitud de la corriente de falla es mayor que un valor preestablecido (*pick-up*) y la dirección del flujo es concordante con una dirección preestablecida en el relevador direccional; de otra manera, no hay orden de apertura del interruptor aunque la magnitud de la corriente circulante sea superior al valor “*pick-up*” del relevador de sobrecorriente.

Diagrama funcional y circuito de control



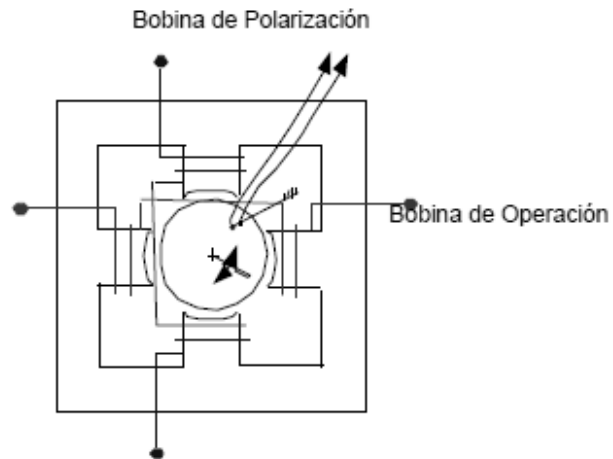
Fuente: Raúl Saavedra Cossio. Protección de sistemas eléctricos.

La unidad direccional requiere que se le alimente con tensión y corriente o corriente y corriente, pero necesita que una de esas cantidades sea de “referencia o polarización”. Esta cantidad de referencia no debe cambiar de polaridad cualquiera sea la dirección del flujo de la corriente sensada.

De todas maneras, se debe aclarar que aunque este relevador direccional es alimentado como una unidad wattmétrica, es decir, con tensión y corriente, éste no pueden responder a la potencia actual del sistema por las siguientes dos razones:

1. En condiciones de falla el factor de potencia del sistema es muy bajo, dado que la corriente de falla es inherentemente reactiva. Por lo cual el relevador electromecánico desarrollará un muy bajo e insuficiente torque, o bien, un relevador electrónico tendrá poca sensibilidad;
2. En cortocircuito la tensión en el punto de aplicación del relevador puede verse sensiblemente reducida.

Bobinas de operación y polarización



Fuente: Raúl Saavedra Cossio. Protección de sistemas eléctricos.

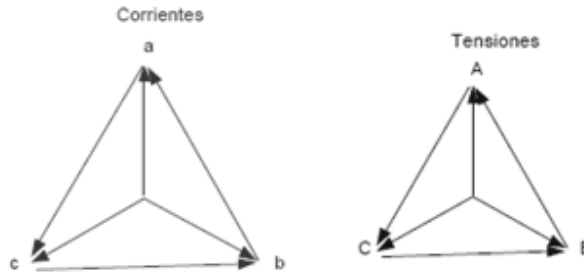
La cantidad de polarización puede ser una señal de tensión o de corriente, con la condición de que ésta mantenga su polaridad cualquiera sea la dirección del flujo de corriente en el sistema de potencia.

Diagrama de Conexión

Los tipos de conexión que se han empleado por muchos años se clasifican como conexión 90° , 60° , 30° ; esta denominación tiene que ver con la forma de conectarlos y no con el factor de potencia del sistema.

Para definir cada una de estas conexiones, se supone un diagrama fasorial de corrientes y tensiones con un factor de potencia igual a uno, y se define con la corriente de operación adelantada con respecto a la tensión aplicada en la bobina de polarización.

Diagrama fasorial con factor de potencia resistivo, para la definición de la conexión de las relés direccionales



Fuente: Raúl Saavedra Cossio. Protección de sistemas eléctricos.

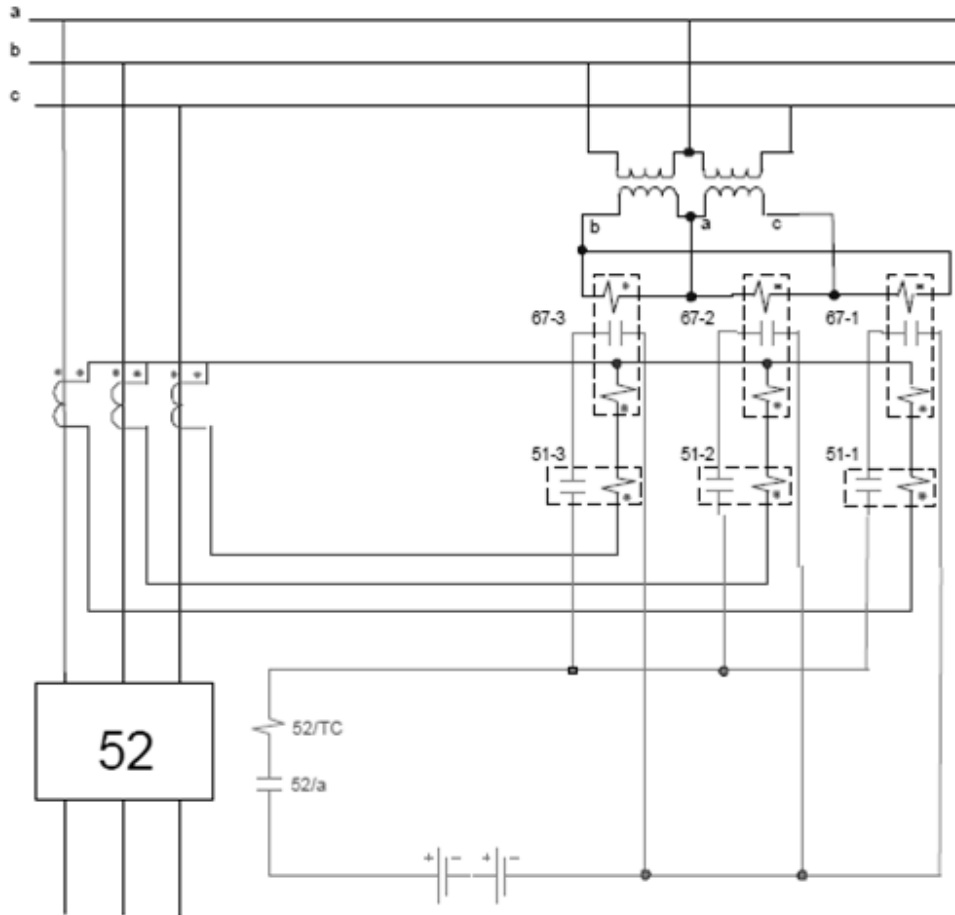
Esquema de conexiones de relevadores direccionales

Conexión	Relé 1		Relé 2		Relé 3	
	I	V	I	V	I	V
30°	I _a	V _{ac}	I _b	V _{ba}	I _c	V _{bc}
60°-	I _{ab}	V _{ac}	I _{bc}	V _{ba}	I _{ca}	V _{bc}
6°-Y	I _a	-V _c	I _b	-V _a	I _c	-V _b
90°-45°	I _a	V _{bc}	I _b	V _{ca}	I _c	V _{ab}

Fuente: Raúl Saavedra Cossio. Protección de sistemas eléctricos.

La conexión más utilizada actualmente es la de 90° y es considerada como la conexión estándar.


Conexión 90° de relés direccionales



Fuente: Raúl Saavedra Cossio. Protección de sistemas eléctricos.

ANEXO II

A continuación se muestran los respectivos formularios para solicitudes de generadores distribuidos renovables.

		
FORMULARIO PARA LA SOLICITUD DE DICTAMEN DE CAPACIDAD Y CONEXIÓN GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE		
1. Datos generales del solicitante :		
Nombre del propietario o representante legal: _____		
Razón social de la entidad: _____		
Dirección: _____		
Municipio: _____	Departamento: Guatemala	
Teléfono: _____	Fax: _____ Correo Electrónico: _____	
2. Información general del proyecto :		
Nombre del Proyecto: _____		
Dirección: _____		
Municipio: _____	Departamento: Guatemala	
Coordenadas punto de generación: _____		
Coordenadas punto de conexión: _____		
3. Datos generales del proyecto :		
3.1 Fuente de energía renovable.		
<input type="checkbox"/> Hidráulica	<input type="checkbox"/> eólica	<input type="checkbox"/> Biomasa
<input type="checkbox"/> Solar	<input type="checkbox"/> Geotérmica	<input type="checkbox"/> Otra
3.2 Especificaciones técnicas:		
Numero de unidades generadoras: _____	Potencia total de la central generadora: _____ Kw.	
Voltaje de generación: _____ kv	Longitud de la línea de conexión: _____ km	
Voltaje de la línea de conexión: _____ kv	Punto de conexión sugerido: _____	
Numero de matrícula (posts) mas cercano al punto de conexión: _____		
4. Documentos que debe adjuntar:		
4.1 Acreditación de Representación legal.		
4.2 Mapa cartográfico a escala 1:50,000, o la que defina con mas precisión la ubicación del proyecto incluyendo el lugar de la planta o central generadora, trayectoria de la línea de conexión, punto de conexión sugerido, con toda la información que sea necesaria, incluyendo coordenadas UTM o UTM geodésicas.		
4.3 Diagrama unifilar del proyecto incluyendo dispositivos de protección previstos.		
4.4 Cronograma de ejecución del proyecto.		
4.5 Información de parámetros eléctricos de los elementos de la central generadora, transformador, línea de conexión y otros que sean necesarios para realizar estudios eléctricos.		
4.6 Copia de haber presentado al sector ambiental en la entidad ambiental correspondiente (previa a la aprobación de la solicitud por parte de la Comisión, el interesado deberá presentar a esta copia de la Resolución de la aprobación de los estudios ambientales respectivos que pudiesen corresponder, emitida por la entidad ambiental correspondiente).		
LUGAR Y FECHA: _____	Guatemala, 20 de FEBRERO del 2010	
Firma del solicitante: _____		



UNION FENOSA

DEOCSA

**FORMULARIO PARA QUE LOS USUARIOS AUTOPRODUCTORES CON EXCIDENTES DE ENERGIA
LE INFORMEN AL DISTRIBUIDOR SOBRE LAS INSTALACIONES DE GENERACION DISTRIBUIDA
RENOVABLE DENTRO DE SUS INSTALACIONES DE CONSUMO**

1. Datos generales del Usuario :

Nombre del Usuaio o representante legal: _____

Razón social de la entidad: _____

Dirección: _____

Municipio: _____ Departamento: Guatemala

Teléfono _____ Fax: _____ Correo Electrónico: _____

Numero de identificaciones del usuario ante el Distribuido _____

2. Datos generales del proyecto :

2.1. Fuente de energía renovable (marque la(s) que corresponda(n)):

- | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Hidráulica | <input type="checkbox"/> Eólica | <input type="checkbox"/> Biomasa |
| <input type="checkbox"/> Solar | <input type="checkbox"/> Geotérmica | <input type="checkbox"/> Otra |

2.2. Especificaciones técnicas:

Numero de unidades Generadas _____ Potencia total Instalada _____ Kw.

2.3 Medios de Protección, control y desconexion automatica: Si

Favor describir las características: _____

Manifiesto que NO deseo participar como vendedor de energia electrica y atentamente solicito el suministro e instalacion del medidor bidimensional respectivo. (En el caso de Usuarios regulados , el suministro e instalacion del medidor respectivo lo cubrira el Distribuidor; mientras que los Grandes Usuarios son responsables de su sistema de medicion.)

LUGAR Y FECHA: _____ Guatemala, 20 de FEBRERO del 2010

Firma del solicitante : _____

ANEXO III

A continuación se presentan las fórmulas y curvas utilizadas en el ejemplo de cálculo de los relevadores SEL-351 y SEL-387E respectivamente.

La siguiente información describe las curvas temporizadas para los distintos ajustes de tipo de curva y dial de tiempo de los elementos de sobrecorriente. Las curvas temporizadas de relevadores de sobrecorriente expuestas a continuación corresponden a “IEEE C37.112-1996 IEEE Standard Inverse-Time characteristic equations for overcurrent relays”.

tp = tiempo de operación en segundos

tr = emulación de reposición tipo disco de inducción, en segundos (si se ha seleccionado ajuste de reposición electromecánica)

TD = Ajuste del dial de tiempos

M = corriente aplicada, en múltiplos de la corriente de operación (*pickup*) [para tiempo de operación (tp), $M > 1$; para tiempo de reposición (tr), $M \leq 1$]

Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.0226 + 0.0104 / (M^{0.02} - 1)) \\ tr &= TD * (1.08 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva U.S. Muy Inversa: U3

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.0963 + 3.88 / (M^2 - 1)) \\ tr &= TD * (3.88 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva U.S. Inversa de Tiempo corto: U5

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.00262 + 0.00342 / (M^{0.02} - 1)) \\ tr &= TD * (0.323 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.14 / (M^{0.02} - 1)) \\ tr &= TD * (13.5 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva I.E.C. Clase C (Extremadamente Inversa): C3

$$\begin{aligned} tp &= TD * (80.0 / (M^2 - 1)) \\ tr &= TD * (80.0 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva I.E.C. Inversa de Tiempo corto: C5

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.05 / (M^{0.04} - 1)) \\ tr &= TD * (4.85 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva U.S. Inversa: U2

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.180 + 5.95 / (M^2 - 1)) \\ tr &= TD * (5.95 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

$$\begin{aligned} tp &= TD * (0.0352 + 5.67 / (M^2 - 1)) \\ tr &= TD * (5.67 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva I.E.C. Clase B (Muy Inversa): C2)

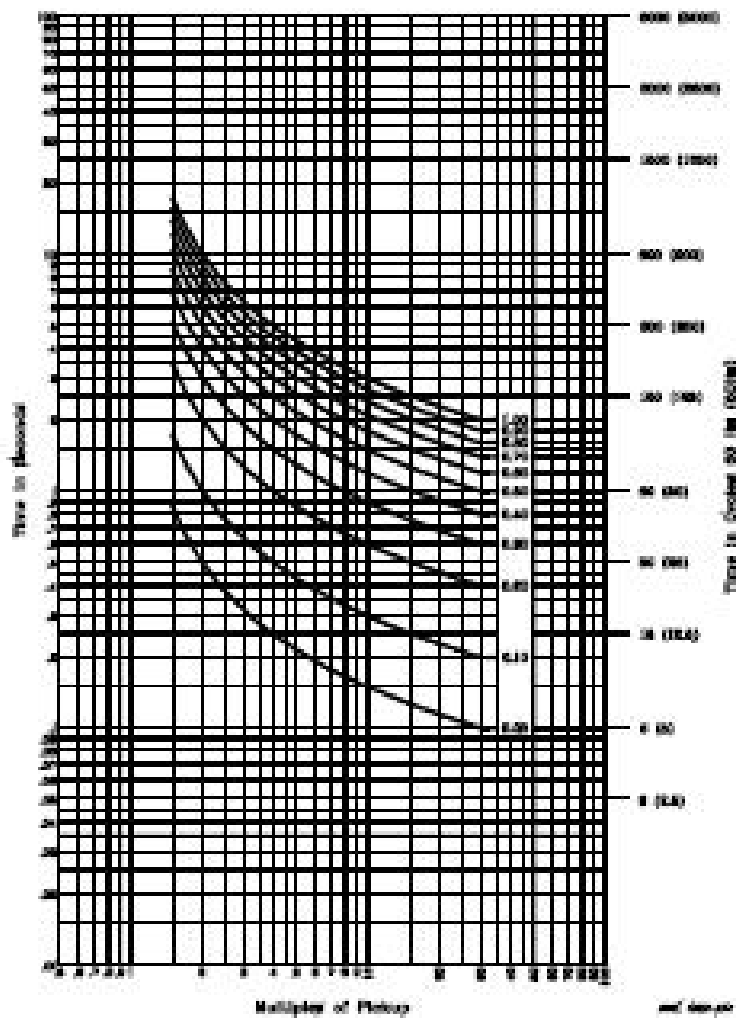
$$\begin{aligned} tp &= TD * (13.5 / (M - 1)) \\ tr &= TD * (47.3 / (1 - M^2)) \end{aligned}$$

Curva I.E.C. Inversa de Tiempo largo: C4

$$\begin{aligned} tp &= TD * (120.0 / (M - 1)) \\ tr &= TD * (120.0 / (1 - M)) \end{aligned}$$

Y las curvas utilizadas son las que corresponden a la curva I.E.C. Clase A (*Standard Inversa*), la cual se muestra en la figura siguiente.

Curvas I.E.C. Clase A *Standard Inversa*



Fuente: *Schweitzer engineering* laboratorios. Catálogos de relés y equipos de *Schweitzer Engineering* laboratorios.

Para las curvas del relevador SEL-387E se tiene:

Curva U.S. Moderadamente Inversa: U1

$$tp = TD \cdot \left[0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{1.08}{1 - M^2} \right]$$

Curva U.S. Inversa: U2

$$tp = TD \cdot \left[0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{5.95}{1 - M^2} \right]$$

Curva U.S. Muy Inversa: U3

$$tp = TD \cdot \left[0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{3.88}{1 - M^2} \right]$$

Curva U.S. Extremadamente Inversa: U4

$$tp = TD \cdot \left[0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{5.67}{1 - M^2} \right]$$

Curva U.S. Inversa de Tiempo corto: U5

$$tp = TD \cdot \left[0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{0.323}{1 - M^2} \right]$$

Curva I.E.C. Clase A (Standard Inversa): C1

$$tp = TD \cdot \left[\frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{13.5}{1 - M^2} \right]$$

Curva I.E.C. Clase B (Muy Inversa): C2

$$tp = TD \cdot \left[\frac{13.5}{M - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{47.3}{1 - M^2} \right]$$

Curva I.E.C. Clase C (Extremadamente Inversa): C3

$$tp = TD \cdot \left[\frac{80.0}{M^2 - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{80.0}{1 - M^2} \right]$$

Curva I.E.C. Inversa de Tiempo largo: C4

$$tp = TD \cdot \left[\frac{120.0}{M - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{120.0}{1 - M} \right]$$

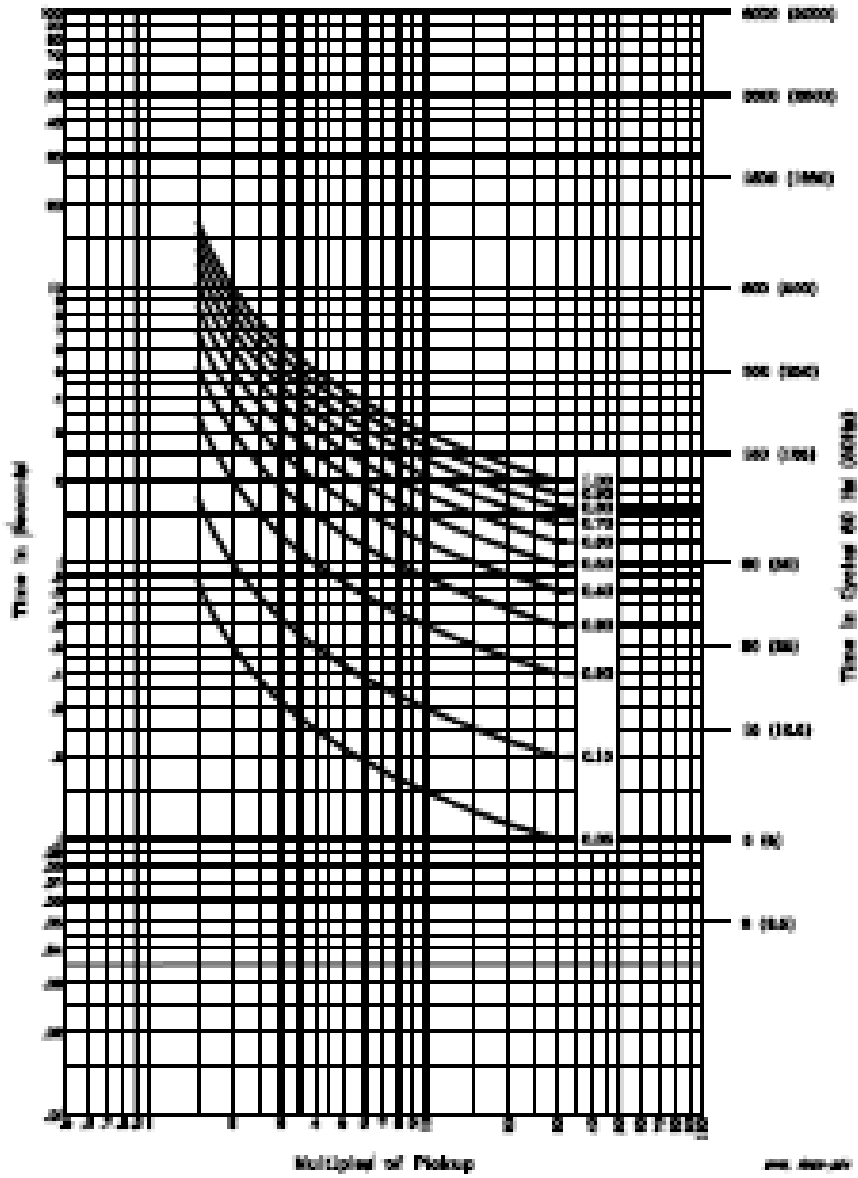
Curva I.E.C. Inversa de Tiempo corto: C5

$$tp = TD \cdot \left[\frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \right]$$

$$tr = TD \cdot \left[\frac{4.85}{1 - M^2} \right]$$

Y las curvas utilizadas son las que corresponden a la curva I.E.C. Clase A (*Standard Inversa*), la cual se muestra en la figura siguiente.

Curvas I.E.C. Clase A *Standard Inversa*



Fuente: *Schweitzer engineering* laboratorios. Catálogos de relés y equipos de *Schweitzer Engineering* laboratorios.