



Calidad del Servicio de Energía Eléctrica



Samuel Ramírez Castaño
Eduardo Antonio Cano Plata

CALIDAD DEL SERVICIO

DE

ENERGÍA ELÉCTRICA

**SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO
EDUARDO ANTONIO CANO PLATA**

I.S.B.N 958-8280-02-8

© 2006 UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES

AUTORES

SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO

Ingeniero Electricista
Magister en Sistemas de Distribución
Profesor Titular
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

EDUARDO ANTONIO CANO PLATA

Ingeniero Electricista
Especialista en Ingeniería Eléctrica con
énfasis en Distribución
Profesor Asistente
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

REVISADO

ARMANDO JAIME USTARIZ FARFÁN

Ingeniero Electricista
Magister en Potencia Eléctrica
Profesor Asistente
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

CARLOS EDMUNDO MURILLO SÁNCHEZ

Ingeniero Electrónico del Instituto Tecnológico y de Estudios
Superiores de Monterrey-México.
Magister en Ingeniería Eléctrica, énfasis en Sistemas de Control de
la Universidad de Wisconsin-Madison, Estados Unidos.
Doctor en Filosofía, Ingeniería Eléctrica de la
Universidad de Cornell, Estados Unidos.

IMPRESO

Centro de Publicaciones
Universidad Nacional de Colombia
Sede Manizales

Abril de 2006
Primera Edición

Prefacio

Durante los años recientes, los cursos de calidad de la energía impartidos por la FI-UBA y Unal-Manizales que tratan del modelado y el análisis de la respuesta de los sistemas eléctricos, se han convertido en un requisito para los programas de formación en pregrado debido a la abundancia de reglamentaciones que nuestros países presentan al respecto. Este libro está destinado a tales cursos; presenta un tratamiento de la dinámica de los sistemas eléctricos con la visión del estudiante de ingeniería.

La mayor parte del material que aquí se presenta estuvo a prueba durante varios años de cursos en la Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería, Departamento de Electrónica – (FI-UBA) y en los cursos de postgrado y educación continuada de la Universidad Nacional de Colombia sede Manizales.

Agradecemos las posibilidades brindadas por los Ingenieros Jorge Alberto, Carlos Godfrid y Dr. Hernán Tacca, quienes motivaron la primera versión del curso en el año 2000. Igualmente, agradecemos al Departamento de Ingeniería eléctrica, electrónica y computación de la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, quienes permitieron el dictado del curso en los años 2002, 2003 y 2004.

Especialmente queremos resaltar la participación de los profesores Ancízar Piedrahita Agudelo y Estrella Parra, quienes nos introdujeron en el tema hace algo más de 12 años, de quienes hemos heredado el planteamiento filosófico.

Finalmente, expresamos nuestro agradecimiento al estudiante Juan David Vargas Carvajal, quien realizó el trabajo de levantamiento del texto, elaboración de tablas y gráficas en medio magnético para obtener una edición final del texto que presentamos.

Samuel Ramírez Castaño
Eduardo Antonio Cano Plata
Manizales- Julio del 2005.

Dedicamos este libro a nuestras esposas e hijos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. Consideraciones generales sobre la calidad del servicio de energía eléctrica	5
1.1. El proyecto integral de energía	5
1.2. Procedimientos en la implementación de los diseños	6
1.3. Objetivos, beneficios y rentabilidad	6
1.4. Alcance	7
1.5. Definiciones asociadas con el tema de Calidad de Potencia	8
1.6. Compatibilidad electromagnética	19
1.7. Normas	20
1.7.1. Normas Europeas sobre flicker y desbalances de tensión	21
1.7.2. Aplicación de las normas Europeas sobre armónicos, flicker y desbalances	22
1.8. Fallas remotas	23
1.9. Soluciones al problema de la calidad del servicio	23
1.9.1. Soluciones al lado de la empresa de electricidad	23
1.9.2. Soluciones al lado del usuario	24
CAPÍTULO 2. Por dónde empezar (cableado y puesta a tierra inadecuados afectan la calidad de la potencia)	27
2.1. Problemas en el lugar mismo de la instalación	27
2.2. Señales de problemas	27
2.3. Causas probables	28
2.4. Consideraciones de cableado	30
2.5. Consideraciones de puesta tierra	31
2.6. Investigación de cargas grandes	31
2.7. Consideraciones con respecto a redes de datos	31
CAPÍTULO 3. Descripción general de los disturbios más comunes	35
3.1. Caídas permanentes de tensión (Tensión en estado estacionario)	35
3.1.1. Tensión de utilización y servicio	35
3.1.2. Control de tensión en sistemas distribución	37
3.2. Elevaciones permanentes de tensión	39
3.3. Flicker de tensión	40
3.4. Caídas momentáneas de tensión (Voltage sags)	42
3.4.1. Introducción	42
3.4.2. Características de las caídas momentáneas de tensión	43
3.4.3. Tensión en una planta industrial durante fallas monofásicas línea a tierra en el sistema de alimentación	47
3.5. Elevaciones momentáneas de tensión (Voltage swells)	49

3.6.	Transitorios de tensión	49
3.6.1.	Impulsos generados internamente	50
3.6.2.	Impulsos por descargas atmosféricas	51
3.7.	Características de un transitorio	51
3.7.1.	Transitorio tipo impulso	52
3.7.2.	Transitorio tipo oscilatorio	52
3.7.3.	Transitorio de modo normal	52
3.7.4.	Transitorio de modo común	52
3.8.	Armónicos	53
3.8.1.	Causas principales	53
3.8.2.	Historia	54
3.8.3.	Teoría	54
3.8.4.	Definición de distorsión armónica. THD	56
3.8.5.	Ejemplos de distorsión armónica	58
3.8.6.	Síntomas de armónicos	59
3.8.7.	Influencia sobre el diseño de bancos de capacitores	60
3.9.	Campos electromagnéticos	62
3.9.1.	Aterrizado vs. no aterrizado	63
3.9.2.	Monofásico vs. trifásico	64
3.9.3.	Subterráneo	64
3.9.4.	Espaciamiento reducido	65
3.9.5.	Desbalanceo de fases	65
3.10.	Tensiones parásitas (Stray voltage)	66
3.10.1.	Introducción	66
3.10.2.	Causas de las tensiones parásitas	66
3.11.	Cargas sensibles	68
3.11.1.	Electrodomésticos	68
3.11.2.	Computadores (La curva CBEMA)	69
3.11.3.	Efecto de los disturbios de potencia sobre la operación de los computadores	71
3.11.4.	Control de procesos	75
3.11.5.	Telecomunicaciones	75
3.11.6.	Alumbrado de arco eléctrico	75
3.11.7.	Convertidores de velocidad variable ASD	75
3.11.8.	Otros equipos sensibles	76
CAPÍTULO 4. Introducción a la teoría del ATP (análisis en el dominio del tiempo) y planteamiento de ecuaciones nodales en el dominio de la frecuencia (Matlab)		77
4.1.	Introducción al ATP	77
4.1.1.	Inclusión la regla de integración trapezoidal en el ATP	78
4.1.2.	Errores en el ATP	84
4.1.3.	Amortiguamiento de oscilaciones numéricas	88
4.2.	Simulación en el dominio de las frecuencias	92
4.2.1.	Barrido de Frecuencia	92
4.2.2.	Cálculos por el método de inyección de corrientes	93
4.2.3.	Métodos de flujo de armónicos	93
CAPÍTULO 5. Modelado de sistemas de distribución y otros elementos de red para el análisis armónico		95
5.1.	Series de Fourier y armónicos en sistemas de potencia	95
5.1.1.	Serie de Fourier	95

5.1.2.	Fuentes de armónicos	96
5.2.	Índices de Distorsión	97
5.3.	Armónicos en sistemas balanceados y desbalanceados	97
5.4.	Problemas causados por los armónicos	98
5.4.1.	En bancos de condensadores	98
5.4.2.	En máquinas rotantes	98
5.4.3.	En transformadores	98
5.4.4.	En sistemas de potencia	98
5.4.5.	En sistemas de medida	99
5.4.6.	Componente continua	99
5.5.	Bancos de condensadores en presencia de armónicos	99
5.6.	Modelado de elementos para el análisis armónico	99
5.6.1.	Líneas de transmisión	99
5.6.2.	Máquinas sincrónicas	100
5.6.3.	Bancos de condensadores y filtros pasivos	100
5.6.4.	Transformadores	100
5.6.5.	Cargas lineales variables con la frecuencia	100
5.6.6.	Sistema externo	100
5.7.	Técnicas usadas para el análisis armónico	101
5.7.1.	Análisis en el dominio del tiempo	101
5.7.2.	Análisis en el dominio de la frecuencia	101
5.8.	Ejemplo de análisis en un sistema de dos barras	102
5.8.1.	Discusión	103
5.8.2.	Estudio del flujo de carga	103
5.8.3.	Análisis en el dominio de la frecuencia	104
5.8.4.	Modelado en el dominio del tiempo EMTP-ATP	108
 CAPÍTULO 6. Modelado de fuentes de distorsión armónica		 113
6.1.	Lo que hace de la electrónica de potencia una fuente de perturbación	113
6.1.1.	Convertidores de Conmutación natural	113
6.1.2.	Convertidores por modulación de ancho de pulso (PWM)	114
6.1.3.	Cicloconvertidores	114
6.1.4.	Compensación estática de reactivos “Static VAR Compensator (SVC)”	114
6.2.	Otros Dispositivos de la electrónica de potencia	114
6.2.1.	Variadores de velocidad ASD	115
6.2.2.	ASD para motores de inducción	117
6.3.	Modelos de los convertidores para el análisis armónico	120
6.3.1.	Modelo de inyección de corriente	121
6.3.2.	Método de compensación	121
6.3.3.	Modelo de la Matriz de acoplamiento armónico	121
6.3.4.	Modelo del convertidor en el dominio del tiempo o de la frecuencia usando la red en el dominio de la frecuencia	122
6.3.5.	Modelo en el dominio del tiempo	122
6.4.	El arco eléctrico	122
6.4.1.	Modelo de Ayrton	123
6.4.2.	Simplificaciones con la característica v-i	123
6.4.3.	Modelo de Mayr	124
6.4.4.	Modelo de Acha	125
6.5.	Lámparas eficientes	126
6.6.	Hornos de arco (apartado tomado de la tesis “calidad del servicio de energía	

	eléctrica”, Ancízar Piedrahita Agudelo, Universidad de los Andes 1993)	127
6.6.1.	Características de un horno de arco	127
6.6.2.	Factor de potencia del horno de arco	129
6.6.3.	Compensación en hornos de arco	130
6.6.4.	Armónicos producidos por hornos de arco	131
6.6.5.	Fluctuaciones de tensión y desbalances de carga	132
6.7.	Simulación de hornos de arco con el ATP	134
6.7.1.	Modelo en estado estacionario	134
CAPÍTULO 7. Saturación magnética de núcleos y elección de transformadores en presencia de distorsión		135
7.1.	Introducción	135
7.2.	Ejemplos de saturación magnética del núcleo	135
7.2.1.	Excitación normal del transformador	136
7.2.2.	Sobreexcitación	136
7.2.3.	Convertidor como carga del transformador	136
7.2.4.	Corrientes geoméricamente inducidas (GIC)	136
7.3.	Modelado de la saturación magnética del núcleo	138
7.3.1.	Modelo matricial	138
7.3.2.	Modelo “T”	138
7.3.3.	Modelos duales	139
7.3.4.	Modelos de saturación por GIC	139
7.4.	Transformador desde el punto de vista de la red	140
7.5.	Potencia activa y reactiva con componentes armónicos	141
7.6.	El factor K de los transformadores	142
7.6.1.	El misterioso fenómeno	142
7.6.2.	El problemático tercer armónico	142
7.6.3.	El tamaño del conductor neutro	143
7.6.4.	El incremento del tamaño del transformador solucionaría el problema?	143
7.6.5.	El factor K, como solución al problema (Alternativa 3)	144
7.7.	Cómo seleccionar el factor K (Elección de transformadores en presencia de distorsión armónica)	145
7.8.	Ejemplos en una planta industrial para la elección del transformador	147
CAPÍTULO 8. Diseño de filtros pasivos		151
8.1.	Definiciones básicas concernientes a la evaluación de la calidad	151
8.1.1.	Armónicos en sistemas de potencia	151
8.1.2.	Cantidades eléctricas en presencia de distorsión	152
8.1.3.	La Secuencia de la fase de los armónicos	153
8.2.	Índices de distorsión armónica	154
8.2.1.	Distorsión total armónica (Factor de distorsión)	154
8.2.2.	Demanda de distorsión total	154
8.2.3.	Factor de influencia al teléfono	154
8.2.4.	Producto $V \cdot T$ e- $I \cdot T$	155
8.2.5.	Índice ponderado C-Message	155
8.2.6.	El Factor K del Transformador	155
8.2.7.	Factor de distorsión	156
8.3.	Resonancia	156
8.3.1.	Resonancia Serie	157

8.3.2.	Resonancia Paralelo	158
8.3.3.	Resonancia en sistemas industriales	158
8.3.4.	Resistencias durante la resonancia	160
8.4.	Filtros pasivos	160
8.5.	Ejemplo de armónicos en una planta industrial	163
CAPÍTULO 9. Filtros activos		169
9.1.	Introducción	169
9.2.	Consideraciones matemáticas en los filtros activos	169
9.2.1.	Definiciones de potencia bajo condiciones no senoidales	169
9.3.	Relaciones entre las definiciones de potencia	174
9.3.1.	Introducción	174
9.3.2.	Sistema bajo consideración	174
9.3.3.	Interpretación física de la potencia instantánea en el marco $\alpha - \beta - 0$	177
9.4.	Algoritmo de compensación	177
9.4.1.	Ejemplo introductorio	178
9.4.2.	Algoritmo de compensación para un filtro serie	179
9.4.3.	Descripción general de un filtro activo en paralelo	179
9.4.4.	Circuito de potencia del filtro activo	180
9.4.5.	Estrategia de control a potencia constante	181
CAPÍTULO 10. Norma IEEE 519		185
10.1.	Introducción	185
10.2.	Límites permitidos	185
10.3.	Límites de armónicas en la red	190
10.3.1.	Límites de estado estacionario (Resolución ENRE 0099/97)	190
10.3.2.	Procedimiento recomendado por la recomendación práctica IEEE 519	190
10.4.	Normas sobre calidad del servicio de energía eléctrica	195
CAPÍTULO 11. Soluciones para mejorar la calidad del servicio		197
11.1.	Soluciones del lado del sistema de la empresa de energía	197
11.1.1.	Medidas de diseño y operación para minimizar la frecuencia de las salidas	197
11.1.2.	Medidas de diseño y operación para minimizar la duración de las salidas	197
11.1.3.	Medidas más comunes del lado del sistema distribución	198
11.2.	Soluciones del lado del usuario	199
11.2.1.	Actividades previas (por dónde empezar)	199
11.2.2.	Chequeo del cableado de las instalaciones del usuario	199
11.2.3.	Chequeo del sistema de puesta a tierra	199
11.2.4.	Cambios en la operación del equipo	199
11.2.5.	Acondicionadores de potencia	200
11.2.6.	Soluciones a las distorsiones de forma de onda inducidas por la carga	213
11.3.	Puesta a tierra	213
11.3.1.	Definiciones iniciales	214
11.3.2.	Distribución de masas en equipos electrónicos	215
11.3.3.	Tierra aislada	217
11.3.4.	Sistema de puesta a tierra centralizada	219
11.3.5.	Consideraciones adicionales respecto a la puesta a tierra	220

11.4.	Descargas atmosféricas en sistemas de distribución	222
11.5.	Corrientes impulsivas en el lado de baja tensión	223
11.5.1.	Efecto sobre los transformadores de distribución	224
11.5.2.	Parámetros que afectan las sobretensiones en baja tensión	224
11.6.	Sobretensiones en los equipos del usuario	227
11.6.1.	Medidas para la protección de los equipos del usuario	227
11.6.2.	Aumento del potencial de tierra	229
CAPÍTULO 12. Confiabilidad de sistemas de distribución - aspectos preliminares		231
12.1.	Introducción	231
12.2.	Planeamiento para la confiabilidad	232
12.3.	Información básica para el reporte de las salidas de equipos	233
12.4.	Clasificación de causas de salidas genéricas y específicas	234
12.4.1.	Por estado del tiempo	234
12.4.2.	Misceláneas	234
12.4.3.	Componentes del sistema	234
12.4.4.	Operación del sistema	234
12.5.	La construcción de modelos de confiabilidad	235
12.5.1.	Composición del sistema	235
12.5.2.	Criterio de falla del sistema	236
12.5.3.	Suposiciones en el modelado	236
12.5.4.	Selección del método analítico	236
12.5.5.	Construcción del modelo	236
12.6.	Modelamiento de la confiabilidad en contexto	236
12.6.1.	El alcance de la ingeniería de confiabilidad	236
12.6.2.	Recolección de datos	237
12.6.3.	La verificación de resultados	239
12.6.4.	El costo y el valor de la confiabilidad	240
12.7.	Conceptos básicos del control de calidad	242
12.7.1.	Estudio de mercado	243
12.7.2.	Ingeniería del proyecto	243
12.7.3.	Compras	243
12.7.4.	Instalación	243
12.7.5.	Operación	243
12.7.6.	Mantenimiento preventivo	243
12.7.7.	Mantenimiento correctivo	243
12.8.	Definición de grados de continuidad de acuerdo con el tipo de consumidor atendido	244
12.8.1.	Escala de prioridades para consumidores en situaciones de emergencia	245
12.9.	Índices de confiabilidad para sistemas de distribución	248
12.9.1.	Definición de consumidor para los índices de confiabilidad	248
12.9.2.	Conceptos	248
12.9.3.	Índices primarios (Parámetros Básicos)	249
12.9.4.	Índices orientados al consumidor	249
12.9.5.	Índices basados en la carga	251
12.9.6.	Índices orientados a la carga y energía	251
12.9.7.	Otros índices	252
12.9.8.	Resultados de un estudio	253
12.10.	Desempeño del sistema	254
12.11.	Costos de interrupción al consumidor (CIC)	256

12.11.1.	Metodología VBDRA	257
12.11.2.	Asignación y evaluación de los costos de interrupción usando las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad	258
CAPÍTULO 13. Evaluación de la confiabilidad de sistemas de distribución radiales		263
13.1.	Introducción	263
13.2.	Técnica convencional de evaluación	264
13.3.	Aplicaciones de las técnicas convencionales de evaluación a sistemas radiales	267
13.3.1.	Caso 1: Circuito con enlaces sólidos	268
13.3.2.	Caso 2: Efectos de la protección de ramales laterales	268
13.3.3.	Caso 3: Efecto de los seccionadores de línea	268
13.3.4.	Caso 4: Efecto de las fallas de las protecciones	269
13.3.5.	Caso 5: Efecto de las transferencias de carga sin restricciones en la cantidad de carga transferida	270
13.3.6.	Caso 6: Efecto de las restricciones en la transferencia de carga	271
13.4.	Técnica de zonas y ramas	279
13.4.1.	Descripción general	279
13.4.2.	Sistemas radiales con suicheo perfecto	279
13.4.3.	Sistemas radiales con suicheo imperfecto	284
13.5.	Un sistema en anillo abierto	289
13.5.1.	Caso a	290
13.5.2.	Caso b	290
13.5.1.	Caso c	290
13.6.	Confiabilidad de redes de distribución subterráneas.	291
13.6.1.	Estructuras para sistemas subterráneos	292
13.6.2.	Índice de costo – confiabilidad	297
13.6.3.	Salidas de alimentadores	297
13.6.4.	Duración de las interrupciones	297
13.6.5.	Rata de fallas	298
13.6.6.	Optimización del área de carga	299
13.7.	Factores que afectan la confiabilidad	299
13.7.1.	Tensiones de diseño más altas	299
13.7.2.	Diseño del sistema	301
13.7.3.	Automatización	301
13.7.4.	Modificaciones del sistema	302
13.7.5.	Relés selectivos de fallas de alimentador (FSR)	305
13.7.6.	Bloqueo de disparo instantáneo	305
13.8.	Distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad	307
13.8.1.	Conceptos	307
13.8.2.	Rata de Fallas	307
13.8.3.	Tiempos de restauración	309
CAPÍTULO 14. Evaluación de la confiabilidad de circuitos enmallados y paralelos		311
14.1.	Introducción	311
14.2.	Técnicas básicas de evaluación	311
14.2.1.	Diagramas de espacio-estado	311
14.2.2.	Métodos aproximados	312
14.2.3.	Método de reducción del circuito	314

14.2.4.	Modos de falla y análisis de efectos	315
14.3.	Inclusión de las fallas en barras	316
14.4.	Inclusión del mantenimiento programado	318
14.4.1.	Conceptos generales	318
14.4.2.	Técnicas de evaluación	318
14.4.3.	Mantenimiento descoordinado y coordinado	319
14.4.4.	Ejemplo numérico	320
14.5.	Fallas temporales y transitorias	322
14.5.1.	Conceptos	322
14.5.2.	Técnicas de evaluación	322
14.5.3.	Ejemplo numérico	324
14.6.	Inclusión de fallas de interruptores	325
14.6.1.	Modelo más simple de interruptor	325
14.6.2.	Modos de falla de un interruptor	326
14.6.3.	Suposiciones del modelado	326
14.6.4.	Modelos simplificados del interruptor	327
14.6.5.	Ejemplo numérico	328
14.7.	Inclusión de efectos del estado del tiempo	329
14.7.1.	Conceptos	329
14.7.2.	Modelamiento del estado del tiempo atmosférico	329
14.7.3.	Ratas de fallas en un modelo de dos estados de tiempo	330
14.7.4.	Métodos de evaluación	332
14.7.5.	Salidas forzadas sobrepuestas	332
14.7.6.	Ejemplos numéricos	335
14.7.7.	Salida forzada sobrepuesta al mantenimiento	340
14.7.8.	Ejemplos numéricos	341
14.7.9.	Aplicación a sistemas complejos	343
CAPÍTULO 15. Lineamientos generales para la regulación de la calidad del servicio en el sector eléctrico colombiano		345
15.1.	Introducción	345
15.2.	Indicadores de seguimiento de la calidad	346
15.2.1.	Calidad la potencia suministrada	346
15.2.2.	Calidad del servicio prestado	348
15.2.3.	Evaluación del marco regulatorio existente	351
15.2.4.	Recomendación de enfoques	352
15.3.	Análisis de los niveles de gestión de calidad	355
15.3.1.	Cuantificación de la disponibilidad a pagar de los consumidores por la calidad del servicio	355
15.3.2.	Cuantificación de los indicadores de gestión del suministro eléctrico y de servicio al cliente	356
15.3.3.	Determinación de los niveles de calidad exigibles	362
15.3.4.	Análisis del nivel óptimo de calidad	362
REFERENCIAS		367

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1.

Figura 1.1.	Distorsión armónica en la forma de onda de tensión.	10
Figura 1.2.	Ejemplo de una onda afectada por hendiduras.	11
Figura 1.3.	Onda de tensión con ruido.	11
Figura 1.4.	Onda de tensión afectada con sag.	12
Figura 1.5.	Onda de tensión con swell.	12
Figura 1.6.	Onda de tensión afectada por un transitorio.	13
Figura 1.7.	Interrupción típica de una onda de tensión.	13
Figura 1.8.	Onda de tensión con impulso.	14
Figura 1.9.	Caída permanente de tensión.	14

CAPÍTULO 2.

Figura 2.1.	Niveles de ruido entre neutro y tierra en una red de datos.	29
Figura 2.2.	Tensión del tercer armónico debido a corriente circulante.	29
Figura 2.3.	Eliminación del ruido mediante la instalación de una interfaz.	30
Figura 2.4.	Ruido en la tierra durante la transmisión de datos puede causar error de datos.	32
Figura 2.5.	Efecto de una tierra elevada en una red.	32

CAPÍTULO 3.

Figura 3.1.	Perfil de tensiones en un sistema de distribución.	35
Figura 3.2.	Rangos de tensión según ANSI C84.1-1989.	36
Figura 3.3.	Valores RMS esperados se ajustan a una distribución normal.	37
Figura 3.4.	Perfiles típicos de tensión para cargas pesadas y livianas.	38
Figura 3.5.	Ubicación de reguladores de tensión en un alimentador (Perfiles de tensión con y sin reguladores).	38
Figura 3.6.	Mejoramiento de los perfiles de tensión mediante bancos de capacitores en un alimentador.	39
Figura 3.7.	Elevación permanente de tensión.	40
Figura 3.8.	Efecto de la instalación de un banco de capacitores grande en un sistema de baja carga (2700 kVAR distribuidos).	40
Figura 3.9.	Circuito simplificado para demostrar el problema de los Flickers.	41
Figura 3.10.	Los Flickers y su forma de onda.	41
Figura 3.11.	Caídas admisibles de tensión Δu (en porcentaje de la tensión nominal), en función del número n de variaciones de tensión por unidad de tiempo.	42
Figura 3.12.	Sag causado por falla de transformador.	43
Figura 3.13.	Sag causado por falla en el sistema de subtransmisión.	43
Figura 3.14.	Ejemplo de sistema de potencia.	44
Figura 3.15.	Ejemplo de sag durante una falla en un circuito paralelo (variación de la tensión RMS de las fases C-A).	44
Figura 3.16.	Tensión de barra fase-fase (%) en función de la localización de la falla en un alimentador paralelo.	45
Figura 3.17.	Magnitudes de Sags en porcentaje por debajo de la tensión nominal en una planta industrial.	45

Figura 3.18.	Secuencia típica de operación de un reconectador (Recloser).	46
Figura 3.19.	Sag de tensión en el punto de alimentación del usuario	46
Figura 3.20.	Falla simple línea-tierra cerca de la subestación.	47
Figura 3.21.	Cargas trifásicas y monofásicas típicas.	47
Figura 3.22.	Elevaciones momentáneas de tensión.	49
Figura 3.23.	Descarga inducida por un rayo.	50
Figura 3.24.	Efectos del suicheo de capacitores.	50
Figura 3.25.	Tipos de transitorios.	51
Figura 3.26.	Tipos de transitorios en un circuito ramal monofásico.	52
Figura 3.27.	Señal con tercer armónico.	55
Figura 3.28.	Relación entre los componentes armónicos y el THD.	56
Figura 3.29.	Relación entre los componentes armónicos y la definición alternativa de distorsión.	56
Figura 3.30.	Forma de onda de corriente producida por un rectificador.	58
Figura 3.31.	Tensión aplicada vs. corriente de excitación de un transformador.	58
Figura 3.32.	Corriente de excitación no senoidal de un transformador.	58
Figura 3.33.	Otros ejemplos de distorsión de fuentes comunes.	59
Figura 3.34.	Ondas de corriente y de tensión distorsionadas por un horno de arco.	60
Figura 3.35.	Ilustración de los stray voltage.	67
Figura 3.36.	Rango de mal funcionamiento de algunos equipos electrodomésticos.	68
Figura 3.37.	Curva CBEMA.	69
Figura 3.38.	Versión simplificada de la curva CBEMA que muestra la zona aceptable y la zona de peligro.	70
Figura 3.39.	Transitorios de corta duración aceptables (punto A). Otros causan alteraciones y son más largos (puntoB).	70
Figura 3.40.	Tiempos de operación de interruptores de estado sólido y de un interruptor convencional.	71
Figura 3.41.	Anomalías de potencia de línea tipo II.	73
Figura 3.42.	Pruebas de susceptibilidad, estudios de potencia de computador y entradas para computador guía para diseñadores de computadores y que ayudan en el diagnóstico de fallas relacionadas con la potencia.	74

CAPÍTULO 4.

Figura 4.1.	Representación de la inductancia.	78
Figura 4.2.	Representación nodal	79
Figura 4.3.	Curva de saturación de un inductor no lineal.	79
Figura 4.4.	Aplicación del teorema de compensación.	81
Figura 4.5.	Representación de la línea de transmisión.	81
Figura 4.6.	Modelo obtenido de la línea.	83
Figura 4.8.	Circuito RC para estudio del transitorio de energización.	85
Figura 4.9.	Resultados para un paso de integración.	86
Figura 4.10.	Representación para la función de transferencia de un componente sencillo.	86
Figura 4.11.	Resultados para el componente simple.	87
Figura 4.12.	Resultados de tensiones para el componente simple.	88
Figura 4.13.	Incorporación de resistencias de amortiguamiento.	89

CAPÍTULO 5.

Figura 5.1.	Espectro armónico (amplitud).	96
Figura 5.2.	Síntesis de una forma de onda por 5 y 7.	96
Figura 5.3.	Diagrama unifilar del problema (problema de la sección 5.8).	102

Figura 5.4.	Diagrama de impedancias del sistema (problema de la sección 5.8).	104
Figura 5.5.	Impedancia armónica del sistema.	107
Figura 5.6.	Armónicos de tensión	108
Figura 5.7.	Modelo del problema ATP (simulación monofásica).	108
Figura 5.8.	Forma de onda de la tensión.	111
Figura 5.9.	Contenido Armónico de la tensión del sistema.	111

CAPÍTULO 6.

Figura 6.1.	Convertidor de seis pulsos	113
Figura 6.2.	Control continuo de motores CD.	115
Figura 6.3.	Control mediante electrónica de potencia.	116
Figura 6.4.	Característica de control para el motor CD.	117
Figura 6.5.	Adición de inductor L_m para suavizar la corriente en CD.	117
Figura 6.6.	Arreglo para regular torque y velocidad.	118
Figura 6.7.	Diagrama unifilar del modelo.	122
Figura 6.8.	Modelo para representar cargas no lineales.	124
Figura 6.9.	Instalación típica del horno de arco.	128
Figura 6.10.	Simplificación del circuito del horno de arco.	129
Figura 6.11.	Triángulo de potencias.	130

CAPÍTULO 7.

Figura 7.1.	Principio de generación de armónicos por saturación magnética.	136
Figura 7.2.	Principio de sobreexcitación.	137
Figura 7.3.	Cicloconvertidor que alimenta una carga monofásica.	137
Figura 7.4.	GIC entrando al devanado del transformado.	137
Figura 7.5.	Modelo T del transformador.	138
Figura 7.6.	Modelos duales para transformadores trifásicos.	139
Figura 7.7.	Circuito Magnético equivalente para un transformador monofásico, tipo cáscara.	140
Figura 7.8.	Corrientes del tercer armónico de cada fase que se suman en el neutro de un sistema trifásico tetrafilar.	142
Figura 7.9.	Curvas $t-I$ para las corrientes inrush de las dos alternativas.	144

CAPÍTULO 8.

Figura 8.1.	Resonancia Serie.	157
Figura 8.2.	Resonancia paralelo.	158
Figura 8.3.	Resonancia distribuida.	158
Figura 8.4.	Resonancia en sistemas industriales	159
Figura 8.5.	Condición de resonancia es sistemas externos.	159
Figura 8.6.	Adición de un reactor al condensador para formar un filtro de frecuencia simple.	161
Figura 8.7.	Adición de un reactor de sintonía al banco de capacitores.	161
Figura 8.8.	Ejemplo de resonancia al usar bancos de condensadores.	163
Figura 8.9.	Sistema antes de instalar el banco de condensadores.	164
Figura 8.10.	Sistema con el banco de condensadores instalado.	164
Figura 8.11.	Sistema con reactor de sintonía al séptimo armónico.	166
Figura 8.12.	Sistema con reactor de sintonía al quinto armónico.	166
Figura 8.13.	Respuestas de frecuencia obtenidas con el ATP en la barra de 480V.	167

CAPÍTULO 9.

Figura 9.1.	Interpretación física de la potencia Instantánea en $\alpha - \beta - 0$.	177
Figura 9.2.	Algoritmo de compensación para un filtro serie.	179
Figura 9.3.	Diagrama de un filtro activo serie y paralelo.	180
Figura 9.4.	(a)Forma de onda ideal del rectificador (ángulo de disparo $\alpha=30^\circ$ y ángulo de solapamiento $\mu = 0^\circ$), (b) Espectro armónico.	182
Figura 9.5.	(a) rectificador trifásico; (b) Circuito de salida equivalente.	182
Figura 9.6.	(a) Tensión de salida del rectificador (ángulo de disparo $\alpha=30^\circ$ y ángulo de solapamiento $\mu = 0^\circ$), (b)espectro armónico.	183
Figura 9.7.	Corriente del rectificador fase 'a'.	183
Figura 9.8.	Fase 'a' de la corriente de compensación del filtro en paralelo.	183
Figura 9.9.	Corriente de la fase 'a' vista por la fuente.	183
Figura 9.10.	Tensión de salida del rectificador.	183
Figura 9.11.	Tensión del filtro activo serie de compensación.	184
Figura 9.12.	Tensión de la carga lado CD.	184

CAPÍTULO 10.

Figura 10.1.	Circuito del ejemplo 10.2.	189
Figura 10.2.	Procedimiento para el estudio de armónicos en una instalación.	191
Figura 10.3.	Determinación de la curva Duración/Magnitud.	193
Figura 10.4.	Relación de tiempo de ocurrencia-magnitud de la perturbación.	193
Figura 10.5.	Límites para perturbación individual.	194
Figura 10.6.	Distribución de probabilidad acumulativa.	194

CAPÍTULO 11.

Figura 11.1.	Unidad de distribución de potencia PDU.	200
Figura 11.2.	Regulador de tensión de respuesta normal.	204
Figura 11.3.	Regulador ferroresonante.	204
Figura 11.4.	Regulador de respuesta rápida para cambiador de derivaciones.	205
Figura 11.5.	Regulador tipo modulación de fase.	206
Figura 11.6.	Respuesta del regulador a un sag de tensión pronunciado	206
Figura 11.7.	Motogenerador con volante de inercia.	207
Figura 11.8.	Sistema selectivo secundario.	208
Figura 11.9.	Alimentador dual con actuación de suiche estático.	208
Figura 11.10.	Suiche de transferencia estático.	209
Figura 11.11.	Configuraciones de UPS.	210
Figura 11.12.	Falla en línea de potencia. Sistema inversión preferida.	211
Figura 11.13.	Falla de inversor. Sistema con inversor preferido.	211
Figura 11.14.	Operación del sistema durante el despeje de fallas.	212
Figura 11.15.	Clases de tierras.	215
Figura 11.16.	Conexión inadecuada de tierras.	216
Figura 11.17.	Distribución correcta de tierras.	217
Figura 11.18.	Conexión de computador y periféricos a una tierra aislada.	218
Figura 11.19.	Puesta a tierra centralizada.	219
Figura 11.20.	Conexión de tuberías metálicas de acueducto a la malla de la subestación.	220
Figura 11.21.	Conexión al punto de tierra centralizado al chasis del computador.	221

Figura 11.22.	Derivación a tierra de la descarga presentada en la red de distribución.	223
Figura 11.23.	Flujo de corriente de descarga por el neutro del secundario.	224
Figura 11.24.	Pararrayos puenteando el secundario del transformador.	225
Figura 11.25.	Instalación de supresores neutro t-tierra y fase-tierra.	228
Figura 11.26.	Categorías de protección A y B.	229
Figura 11.27.	Elevación del potencial de tierra al actuar la protección del computador principal.	230
Figura 11.28.	Utilización de supresores, montaje “Ground Window”.	230

CAPÍTULO 12.

Figura 12.1.	Un procedimiento de planeamiento de confiabilidad.	232
Figura 12.2.	Relación entre la confiabilidad del sistema, sus costos y sus valores (Nótese que la confiabilidad no es cero en el origen).	241
Figura 12.3.	Ilustración de L_p , L_a , E_d y t .	252

CAPÍTULO 13.

Figura 13.1.	Sistema Radial Simple con tres puntos de carga	264
Figura 13.2.	Circuito de distribución radial típico.	267
Figura 13.3.	Efecto de las fallas de las protecciones sobre los índices de los puntos de carga.	270
Figura 13.4.	Efecto de las restricciones de transferencia sobre los índices de los puntos de carga.	272
Figura 13.5.	Designaciones de zona y rama en un sistema de distribución radial.	279
Figura 13.6.	Sistema serie con un elemento paralelo.	280
Figura 13.7.	Sistema radial (Ejemplo 13.3).	282
Figura 13.8.	Diagramas de espacio-estado para las fallas de ramas en las zonas 1, 2 y 3 de la Figura 13.5.	285
Figura 13.9.	Causas de falla en la rama 21 del circuito de la Figura 13.5.	287
Figura 13.10.	Una curva típica para el efecto de las fallas de operación del interruptor sobre la frecuencia de las interrupciones del punto de carga.	288
Figura 13.11.	Un sistema en anillo abierto.	289
Figura 13.12.	Red subterránea alimentada desde línea aérea.	292
Figura 13.13.	Red subterránea en anillo alimentada desde línea aérea.	293
Figura 13.14.	Alternativa de transferencia automática.	293
Figura 13.15.	Alternativa de transferencia.	293
Figura 13.16.	Estructuras básicas para redes subterráneas.	295
Figura 13.17.	Índices de confiabilidad de las estructuras básicas (Comparación con redes aéreas).	296
Figura 13.18.	Optimización del área de carga a varios niveles de tensión.	299
Figura 13.19.	Costos estimados de interrupción residencial.	301
Figura 13.20.	Duración de salida promedio del consumidor (min) vs. número de secciones en 16 km.	304
Figura 13.21.	Frecuencia de salidas permanentes y momentáneas con y sin FSR.	306
Figura 13.22.	Sistema sin recloser.	306
Figura 13.23.	Sistema con recloser.	307
Figura 13.24.	Probabilidad de n o más fallas/año dada la rata de fallas promedio.	308

CAPÍTULO 14.

Figura 14.1.	Alimentador Doble.	311
Figura 14.2.	Diagrama de espacio-estado para el sistema de la Figura 14.1.	313

Figura 14.3.	Efecto de las fallas en las barras.	317
Figura 14.4.	Variación cronológica del estado del tiempo.	330
Figura 14.5.	Gráfica de duración promedio del estado de tiempo.	330
Figura 14.6.	Circuito paralelo simple.	335
Figura 14.7.	Efecto de las fallas que ocurren en tiempo adverso.	338
Figura 14.8.	Factor de error en el valor de la tasa de fallas.	338
Figura 14.9.	Efecto de las fallas del tiempo adverso (horas).	339
Figura 14.10.	Efecto de la duración promedio del tiempo normal.	339
Figura 14.11.	Efecto del tiempo de reparación promedio.	340
Figura 14.12.	Sistema de distribución en anillo.	343

CAPÍTULO 15.

Figura 15.1.	Indicadores DES y FES nacionales que se reportan a CREG y SSPD de valores promedio parciales de 1999. Nivel II de la CREG.	358
Figura 15.2.	DESc y FESc reportados vs. Densidad de usuarios. (Punto apropiado de división entre densidades urbanas y rurales = 150 usuarios/km).	361
Figura 15.3.	Nivel óptimo de confiabilidad del sistema: Balance de los gastos de confiabilidad y los pagos por interrupciones.	363

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 1.

Tabla 1.1.	IEEE 1159. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia.	18
Tabla 1.2.	Valores indicativos para los niveles de compatibilidad.	21
Tabla 1.3.	Medidas a tomar en caso de problemas de calidad	24

CAPÍTULO 3.

Tabla 3.1.	Tensiones secundarias del transformador con una falla simple línea-tierra en el primario.	48
Tabla 3.2.	Relaciones entre los componentes armónicos y el THD.	57
Tabla 3.3.	Tipos de disturbios de Potencia y características típicas.	72

CAPÍTULO 5.

Tabla 5.1.	Datos de los ramales (problema de la sección 5.8).	103
Tabla 5.2.	Datos de las barras (problema de la sección 5.8).	104
Tabla 5.3.	Armónicos de corriente del convertidor (problema de la sección 5.8).	106
Tabla 5.4.	Fuente de corriente equivalente en IND2.	110

CAPÍTULO 6.

Tabla 6.1.	Teórico y medida del contenido armónico de corriente para un convertidor de seis pulsos.	114
------------	--	-----

CAPÍTULO 7.

Tabla 7.1.	Espectro armónico de la carga (ejemplo 7.1).	147
Tabla 7.2.	Cálculo del factor K (ejemplo 7.1).	147
Tabla 7.3.	Porcentajes de armónicos encontrados en la instalación (ejemplo 7.2).	148
Tabla 7.4.	Porcentajes de armónicos en la instalación (ejemplo 7.3).	148

CAPÍTULO 8.

Tabla 8.1.	Secuencia de la fase de los armónicos en un sistema trifásico balanceado.	153
Tabla 8.2.	Disponibilidad Comercial de transformadores tipo K.	156
Tabla 8.3.	Carga del usuario con un banco de condensadores de 300 kVA (ejemplo de la sección 8.5)	163
Tabla 8.4.	Espectro armónico de carga no lineal del usuario (Drive de seis pulsos).	164
Tabla 8.5.	Corriente armónica que penetra al sistema sin banco de condensadores.	164
Tabla 8.6.	Tensión armónica que penetra al sistema Sin banco de condensadores.	164
Tabla 8.7.	Corriente armónica que penetra al sistema con banco de condensadores de 300 kVAR.	164
Tabla 8.8.	Corriente armónica en el banco de condensadores de 300 kVAR.	165
Tabla 8.9.	Distorsión de tensión en la barra de 480V con banco de condensadores de 300 kVAR.	165
Tabla 8.10.	Corriente armónica que penetra al sistema en sintonía al séptimo armónico.	166
Tabla 8.11.	Corriente armónica en el banco de condensadores en sintonía al séptimo armónico.	166
Tabla 8.12.	Distorsión de tensión en la barra de 480V en sintonía al séptimo armónico.	166
Tabla 8.12.	Corriente armónica que penetra al sistema en sintonía al quinto armónico.	166
Tabla 8.13.	Corriente armónica en el banco de condensadores en sintonía al quinto armónico.	167
Tabla 8.14.	Distorsión de tensión en la barra de 480V en sintonía al quinto armónico.	167

CAPÍTULO 10.

Tabla 10.1.	Tensiones armónicas limites de servicio (distorsión de tensión en % para PCC)	187
Tabla 10.2.	Norma IEEE-519 máxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de la fundamental.	188
Tabla 10.3.	Espectro de la corriente del usuario en PCC.	188
Tabla 10.4.	Resultados del ejemplo 10.2.	189
Tabla 10.5.	Límites del contenido armónico especificados por el ENRE.	190
Tabla 10.6.	Factores de peso.	192

CAPÍTULO 11.

Tabla 11.1.	Compensación de los acondicionadores de potencia.	201
-------------	---	-----

CAPÍTULO 12.

Tabla 12.1.	Clasificación de zonas.	246
Tabla 12.2.	Grados de continuidad anuales en sistemas de distribución.	247
Tabla 12.3.	Límites máximos de duración y frecuencia para consumidores individuales.	247
Tabla 12.4.	Detalles del sistema de distribución (ejemplo 12.1).	255
Tabla 12.5.	Efectos de interrupción en un año calendario dado (ejemplo 12.1).	255

CAPÍTULO 13.

Tabla 13.1.	Estadística de indisponibilidad típica de consumidores	263
Tabla 13.2.	Datos de los componentes para el sistema (ejemplo 13.1).	265
Tabla 13.3.	Índices de confiabilidad en cada punto de carga para el sistema (ejemplo 13.1).	265
Tabla 13.4.	Detalles del sistema (ejemplo 13.2).	266
Tabla 13.5.	Parámetros de confiabilidad para el sistema de la figura 13.2.	267
Tabla 13.6.	Número de consumidores y carga conectada al sistema de la figura 13.2.	268
Tabla 13.7.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 1.	273
Tabla 13.8.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 2.	274
Tabla 13.9.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 3.	275
Tabla 13.10.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 4.	276
Tabla 13.11.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 5.	277
Tabla 13.12.	Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 6.	278
Tabla 13.13.	Datos de los componentes (ejemplo 13.3).	281
Tabla 13.14.	Índices de confiabilidad del punto de carga.	283
Tabla 13.15.	Estados de falla de la rama 21.	288
Tabla 13.16.	Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 13.11.	291
Tabla 13.17.	Ratas de fallas estándar.	298
Tabla 13.18.	Comparación de los métodos de protección de líneas.	303
Tabla 13.19.	Efecto del seccionamiento.	304
Tabla 13.20.	Probabilidad de que ocurran n fallas en un año.	308

CAPÍTULO 14.

Tabla 14.1.	Datos de confiabilidad para el sistema de la Figura 14.1.	314
Tabla 14.2.	Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 14.1.	315
Tabla 14.3.	Índices de confiabilidad de las barras de la Figura 14.1.	316
Tabla 14.4.	Índices de confiabilidad incluyendo fallas en las barras.	316
Tabla 14.5.	Índices de confiabilidad asumiendo mantenimiento descoordinado.	321
Tabla 14.6.	Índices de confiabilidad asumiendo mantenimiento coordinado.	321
Tabla 14.7.	Datos de salidas forzadas temporales.	324
Tabla 14.8.	Índices de confiabilidad incluyendo fallas temporales.	325
Tabla 14.9.	Índices de confiabilidad usando el modelo simple de interruptor.	325
Tabla 14.10.	Índices de confiabilidad usando modelos de interruptor modificados.	328
Tabla 14.11.	Magnitud relativa de λ y λ' .	331
Tabla 14.12.	Modos de falla para el sistema de la Figura 14.12.	344
Tabla 14.13.	Eventos de falla reducidos para el sistema de la Figura 14.12.	344

CAPÍTULO 15.

Tabla 15.1.	Metas vigentes para los indicadores de calidad del servicio prestado.	350
Tabla 15.2.	Criterios que caracterizan una regulación económicamente efectiva.	352
Tabla 15.3.	Factores para obtener la tasa de compensación.	356
Tabla 15.4.	Parámetros de parametrización de circuitos urbanos y rurales. Nivel de tensión II.	361
Tabla 15.5.	Costo marginal por usuario en circuitos urbanos. (Precios de 1999)	364
Tabla 15.6.	Costo marginal por usuario en circuitos rurales. (Precios de 1999)	364
Tabla 15.6.	Factores de costos fijos y variables.	366

INTRODUCCIÓN

En mercados eléctricos desregulados aplica el concepto de económicamente viable y técnicamente estable, para todo sistema donde hay claridad en la determinación de responsabilidades en relación a la forma como un usuario se puede ver afectado o éste puede afectar a sus vecinos. La interacción electromagnética y la forma como esta influya en el usuario o en la red puede ser vista con el termino calidad del servicio.

La calidad del servicio de energía eléctrica es un amplio término relacionado con la continuidad del servicio y la calidad de la onda de tensión. La continuidad del servicio es lo que tradicionalmente se ha denominado confiabilidad y básicamente es calificada con los siguientes aspectos: número de interrupciones por año, tiempo promedio por interrupción y usuarios afectados en promedio por interrupción.

Una interrupción es una pérdida completa de tensión durante un intervalo de tiempo, dependiendo del tiempo que duren las interrupciones éstas se clasifican en: instantáneas (0.5 - 30 ciclos), momentáneas (30 ciclos - 2 segundos), temporales (2 segundos - 2 minutos), y de largo tiempo (mayores a 2 minutos).

La calidad de tensión es un término usado para describir la relativa cantidad de disturbios o variaciones de tensión, particularmente en lo que se refiere a: armónicos, fluctuaciones de tensión, transitorios y factor de potencia.

La tensión que se suministra a una carga o a una instalación está caracterizada por cinco parámetros básicos: frecuencia, magnitud, forma de onda, desbalance y continuidad. La calidad del suministro puede definirse en términos de las desviaciones de estos parámetros de sus valores ideales y de la definición de los valores máximos de desviación en términos del valor que puedan alcanzar sin que se afecte el funcionamiento de los equipos eléctricos.

Aunque la continuidad es un aspecto fundamental en la calidad del servicio, cada vez toman más importancia las demás características de la onda de tensión. Esta preocupación por la calidad de la tensión, en cuanto a la presencia de perturbaciones transitorias o momentáneas, radica en el efecto de qué sobrecargas sensitivas tienen estas perturbaciones y en últimas sobre la percepción de los usuarios de la calidad del servicio.

Tradicionalmente las empresas de electricidad solo han considerado la regulación de tensión como único parámetro para medir la calidad de la tensión, sin embargo, esta es una condición de estado estacionario que por sí sola no refleja la gran cantidad de disturbios que pueden afectar los equipos del usuario.

Disturbios e interrupciones siempre han existido en los sistemas de potencia, solo que hoy en día estas condiciones se ven agravadas por dos hechos:

- La revolución de la electrónica, que ha creado equipos muy sensibles a los disturbios y a las interrupciones, especialmente aquellos que usan funciones de memoria.
- Estos nuevos equipos exhiben una característica altamente no lineal que ha incrementado considerablemente el deterioro de las señales de tensión en la red.

Desde el punto de vista de la empresa de energía, la calidad se mide en el punto de servicio al usuario, en tanto el usuario mide la calidad en el punto de utilización, la percepción de calidad puede variar para el usuario debido a disturbios ocasionados por otros usuarios o por los propios equipos del mismo.

La calidad no es un aspecto unilateral, está íntimamente ligado con el tipo de equipos del usuario y de la forma como éste los opera. Dos usuarios conectados a la misma red pueden tener una opinión muy diferente de la calidad del servicio que se les presta. Igualmente, la percepción de la calidad para un usuario puede cambiar con el tiempo debido a la adquisición de equipos cada vez más sensibles.

Para definir los niveles adecuados de calidad, es vital una estrecha colaboración entre usuarios, empresas de electricidad y fabricantes de equipos; soluciones a ambos lados del contador deben ser consideradas en el caso de cargas sensitivas. Los fabricantes de equipos deben conocer el ambiente en el cual operarán sus equipos, con ésto se pueden anticipar muchos de los problemas que se pueden presentar. El usuario debe procurar instalar y operar sus equipos de acuerdo a las especificaciones, velando por mantener en buenas condiciones su red eléctrica.

Los sistemas eléctricos son planeados para proveer el mejor servicio a los usuarios, pero es inevitable la presencia de disturbios y variaciones momentáneas que se reflejan en el usuario. La naturaleza de los disturbios, severidad, tasa de ocurrencia y los efectos en los equipos sensibles pueden variar ampliamente. Los disturbios de tensión son un problema para los equipos sensibles, que van desde la pérdida de información hasta daños en los equipos, traduciéndose en pérdidas de tiempo y por último en pérdidas económicas.

En el sistema de potencia externo al usuario existe una gran cantidad de situaciones que pueden deteriorar la calidad del servicio, en términos generales se pueden presentar: fallas temporales, fallas permanentes, operaciones de maniobra y descargas atmosféricas.

La gran mayoría de disturbios es de naturaleza temporal, y entre ellos juegan un papel predominante las descargas atmosféricas. Los efectos más comunes de las descargas son las caídas de tensión o interrupciones momentáneas observadas en flicker como resultado de fallas temporales (incluida operación de pararrayos) iniciadas por la descarga. Cuando el fallo es detectado se debe esperar un tiempo para producir un recierre automático, y que finalmente el arco en la falla se extinga. En este caso, se presentará una interrupción de 0.5 segundos a unos pocos segundos, dando como resultado una pérdida momentánea de tensión.

Las interrupciones momentáneas pueden ser intolerables para cargas sensitivas, especialmente computadores cuando no cuentan con fuentes de alimentación no interrumpibles. Para estos casos no es lo mejor que el interruptor de la subestación opere. El proteger con fusibles en los ramales del sistema de distribución reduce significativamente la frecuencia de fallas momentáneas a todos los usuarios, prefiriendo salidas permanentes de un reducido número de ellos. Para prever si un disturbio en particular afectará la operación de un equipo se debe contar con curvas de tensión-tiempo (semejantes a las utilizadas en coordinación de aislamiento), en las que se pueda superponer la onda del disturbio. Desdichadamente este tipo de curvas no están disponibles en la mayoría de los casos, a pesar de que la CBEMA-IEEE ha publicado curvas típicas para computadores (en general equipos que usan funciones de memoria). En adición a las condiciones de tensión estas cargas sensitivas típicamente requieren una variación de frecuencia máxima de ± 0.5 Hz, con una tasa de cambio inferior a 1.0 Hz/s, distorsión armónica por debajo del 5 % y desbalance de tensión en sistemas trifásicos menor al 3 %.

Cada vez se incrementa más el uso de dispositivos eficientes ahorradores de energía, en estos programas se incentiva al uso de los elementos de estado sólido de electrónica de potencia, un ejemplo es el empleo de lámparas eficientes (balastos electrónicos) y de variadores de velocidad (ASD). Este tipo de equipos es mucho

más eficiente, pero esta eficiencia se ve opacada por los efectos adversos que ocasionan: distorsionan la onda de tensión, producen armónicos de corriente y se les asocia por lo general un bajo factor de potencia.

Para mitigar estos problemas el usuario se ve sometido a adquirir equipos adicionales, y debido al bajo factor de potencia se incrementan las pérdidas en otros puntos de la red, por lo que estos tipos de programas de ahorro de energía son un poco discutibles. De esta manera, la calidad de la potencia eléctrica se define desde el concepto mismo de calidad.

Si se entiende a la calidad como un nivel de excelencia y a su vez, la potencia eléctrica es considerada como un objeto físico, sujeto a la evaluación de una serie de atributos, *la calidad de la potencia eléctrica es la precisión de los atributos eléctricos para el funcionamiento óptimo del sistema de potencia*. Como en cualquier producto la calidad en el servicio de electricidad cuesta. A mejor calidad mayor será el costo del Kw-h y menores serán los costos debidos a operaciones inadecuadas de los equipos de los usuarios, el equilibrio entre estos dos aspectos determina la calidad óptima.

Como se mencionó anteriormente, no todos los usuarios demandan la misma calidad, por ello, el mejorar la calidad con grandes inversiones en los sistemas de distribución no es la mejor solución, algunos usuarios no estarán dispuestos a pagar esta calidad. Al parecer, la mejor estrategia es la de solucionar los problemas particulares de calidad por parte del usuario, garantizándole unos parámetros de servicio de tensión razonables y en contraprestación exigiendo al usuario los niveles máximos de contaminación que puede inyectar a las redes públicas.

El diseño y operación de los sistemas de distribución tienen un impacto directo en la confiabilidad y la calidad del suministro de tensión al usuario. Se debe tener en cuenta que las limitaciones económicas son un importante factor en el diseño y selección del sistema de distribución. Las empresas electrificadoras usan casi exclusivamente sistemas de distribución radiales, pero existen otros tipos de configuraciones que se pueden explorar para mejorar la calidad del servicio.

Los sistemas electrónicos, susceptibles al ruido consumen menos del 1% de la energía, el 99% restante es gastado en alumbrado, motores eléctricos, calefacción, etc. Dichos sistemas electrónicos son altamente generadores de ruido. Esto da una idea de la cantidad de generadores de ruido que pueden afectar a cualquier sistema electrónico.

Los problemas de ruido en el ambiente interno del usuario, más allá del punto de conexión a la red, son de responsabilidad del usuario. Por ejemplo, si una barra de datos es afectada por la radiación producida por la red de potencia, o si el sistema de control de un motor es afectado por la conmutación del mismo, debido a que está alimentado del mismo circuito de potencia, su manejo será de competencia exclusiva del usuario y no de la empresa de electricidad.

El usuario puede imputar injustamente muchos de sus problemas a la empresa de electricidad. Los problemas de ruido internos al usuario deben ser considerados desde el momento del diseño de sus equipos, ya que si se ignoran hasta el momento que se presenten las soluciones, serán caras e insatisfactorias. La experiencia ha demostrado que la supresión del ruido en el momento del diseño puede solventar del 80% al 90% de los problemas antes de las primeras pruebas.

Para permitir una vida armoniosa de los equipos en un sistema de potencia común, la Compatibilidad Electromagnética (CEM) se tiene que considerar. Se debe lograr un balance entre los límites máximos de emisión de disturbios y de la suficiente inmunidad de los equipos para que puedan operar en un ambiente contaminado eléctricamente.

En conclusión, se puede afirmar que la calidad del servicio es una responsabilidad conjunta del usuario, la empresa de electricidad y los fabricantes de los equipos. La empresa de electricidad debe proveer una adecuada calidad del servicio de acuerdo con las normas y expectativas del usuario (adecuado no quiere decir "Perfecto"). Los fabricantes deben conocer el ambiente eléctrico en el que operarán sus equipos y a su vez el usuario puede anticiparse a las necesidades de protección que requieren estos equipos.

Dando una breve descripción del presente texto, éste comienza con la exposición de aspectos generales sobre la calidad del servicio de energía eléctrica y relacionados con el proyecto integral de energía, procedimientos básicos, los objetivos y los beneficios obtenidos con la implementación en los diseños del concepto de calidad y por último las definiciones asociadas con la calidad del servicio.

En el capítulo 2 se exponen los criterios básicos que indican con mucha claridad por dónde empieza un estudio sobre calidad del servicio de energía eléctrica.

En el capítulo 3 se hace una descripción general sobre los disturbios más comunes que se presentan en las redes de suministro y en las instalaciones de los usuarios. Además, se incluye la forma como las cargas sensibles se ven afectadas, y se estudian las curvas y áreas de tolerancia.

Una introducción a la teoría del ATP y el planteamiento de ecuaciones nodales en el dominio de la frecuencia empleando Matlab se presenta en el Capítulo 4.

El capítulo 5 trata el modelado de sistemas de distribución y otros elementos de red para el análisis armónico.

El capítulo 6 presenta el modelado de las fuentes de distorsión armónica con el objetivo de hacer simulaciones.

La saturación magnética de núcleos y la elección de transformadores en presencia de distorsión se presenta en el capítulo 7.

Una de las alternativas más comunes de solución a los armónicos son los filtros pasivos y los filtros activos, los cuales son tratados en los capítulos 8 y 9 respectivamente. Y el capítulo 10 hace un compendio general sobre las normas y se presentan los aspectos más importantes de la norma IEEE 519.

En el capítulo 11 se presenta el estado del arte sobre las soluciones más aceptadas para mejorar la calidad del servicio y se discuten las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, incluyendo los acondicionadores de potencia.

El capítulo 12 presenta los aspectos preliminares para el cálculo de confiabilidad de redes de distribución donde se destacan los índices de confiabilidad.

El capítulo 13 aplica los conceptos vistos para calcular la confiabilidad de redes radiales y el capítulo 14 para redes enmalladas.

Finalmente en el capítulo 15 se presentan los lineamientos generales para la regulación del servicio en el sector eléctrico colombiano.

CAPÍTULO 1

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1.1. El proyecto integral de energía [109]

Una buena calidad de potencia no es fácil de obtener ni de definir, puesto que su medida depende de las necesidades del equipo que se está alimentado; una calidad de potencia que es buena para el motor de un refrigerador puede no ser suficientemente buena para un computador personal. Por ejemplo, una salida o corte momentáneo no causa un importante efecto en motores y cargas de alumbrado, pero sí puede causar mayores molestias a relojes digitales o computadoras.

Todo proyecto integral de energía con miras al siglo 21 debe ser concebido bajo el ambiente de CALIDAD DE POTENCIA, con lo cual se asegura un suministro de tensión con altos niveles de calidad y confiabilidad para el correcto funcionamiento de los equipos electrónicos, los cuales están manejando procesos críticos y de gran importancia para el buen funcionamiento y servicio al cliente que una entidad debe representar para la Sociedad Colombiana contemporánea.

Es por ello que la presentación de un proyecto debe realizarse con base en los lineamientos dados por las normas internacionales de instalaciones eléctricas y equipos para cargas sensibles y en misión crítica tales como:

- **NEC** (National Electric Code) y su homologación para Colombia (Código Eléctrico Nacional, Norma NTC 2050) para acometidas eléctricas y puestas a tierra.
- **UL** (Underwriters Laboratories): especificaciones de seguridad para los equipos que sirven centros de cómputo y equipos electrónicos sensibles.
- **ANSI** (American National Standard Institute): instituto que homologa y normaliza las recomendaciones del IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) para los diversos ambientes y equipos aplicados a las instalaciones eléctricas.
- **CSA** (Canadian Standard Association): publicaciones periódicas con las cuales se logra un mayor entendimiento de las aplicaciones prácticas de los conceptos expuestos en las normas; entre estas revistas se pueden mencionar:
 - **Power Quality Assurance:** con artículos escritos por pioneros en el concepto de Compatibilidad y Continuidad de sistemas eléctricos bajo el concepto de “Calidad de Potencia”.
 - **EC & M (Electrical Construction and Maintenance):** publicación experimentada en la aplicación del NEC y en especial para cargas no lineales (equipos electrónicos).
 - **IEEE:** la serie de revistas “Transactions” en las cuales se editan artículos de carácter investigativo y de la aplicación de las últimas tecnologías y conceptos relacionados con la “Calidad de Potencia” entre las cuales se destacan: *Transactions on Power Delivery* y *Transaction on Industry Applications*.

- **PÁGINAS EN INTERNET:** www.powerquality.com, www.ieee.org, www.electrotek.com, www.ee.mtu.edu.

Con las anteriores fuentes de información se analizan los diversos fenómenos que pueden afectar las cargas electrónicas que se alimentarán; como son: cableados y sistemas de puesta a tierra, armónicos, transitorios, ruido electromagnético, fluctuaciones de tensión y cortes de energía entre otros.

1.2. Procedimientos en la implementación de los diseños [109]

Para estar acorde con los elevados índices de calidad de un proyecto "Calidad de Potencia", todas las obras deben ir acompañadas de un conjunto de procedimientos acordes con el lugar donde se realicen las obras. Los equipos y materiales utilizados deben tener altas especificaciones técnicas y mecánicas, para complementar la calidad de los equipos utilizados. Todas las obras irán acompañadas de planos definitivos en forma impresa y magnética, con las notas apropiadas para su interpretación.

Se debe presentar un manual de procedimientos y recomendaciones para obras eléctricas futuras y la acción a tomarse ante contingencias mientras llega la atención y el asesoramiento por parte de la empresa encargada del mantenimiento.

Todos los diseños estarán basados en la aplicación de las normas internacionales de calidad de potencia como:

- NEC homologado por ICONTEC NTC 2050.
- **ANSI-IEEE 519-1992** "IEEE Recommended practice for harmonic control in Electrical power systems".
- **ANSI-IEEE C57.110-1986** "IEEE Recommended practice for establishing transformers capability when supplying non sinusoidal load currents".
- **ANSI-IEEE 1100-1992** "IEEE Recommended practice powering sensitive electronic equipment".
- **UL 1449** "Standard for safety transient voltage surge suppressors".
- **UL 1283, 489, 198, 1363.**
- **ANSI-IEEE C62.41-1991** "IEEE Recommended practice and surge in low-voltage AC power circuits".
- **ANSI-IEEE C62.45.**
- **CSA.**
- **CBEMA** (Computers and Business Manufactures Association) Norma ANSI-IEEE 446-1987.
- **FIPS PUB 94** (Federal Information Processing Standard Publication 94).
- **NEMA LS1-1992** Guidelines.
- **NFA 70, 75, 78** (National Fire Protection Association).

1.3. Objetivos, beneficios y rentabilidad

La implementación adecuada de un proyecto "Calidad de Potencia" trae consigo las siguientes ventajas:

- El alto nivel del MTBF (Mean Time Before Fault) de las instalaciones eléctricas generales.
- Se implementa un diseño integral con especificaciones de última tecnología.
- Los costos de operación son menores debido al nivel de protección que ofrece el sistema eléctrico y optimiza todos los procesos energéticos con ahorro y calidad.
- Las pólizas de mantenimiento son más económicas por el nivel de calidad de los equipos y su elevado MTBF.

- La vida útil de los equipos será mayor, pues los fenómenos que los afectan son controlados y el diseño de la “Calidad de la Potencia” garantiza su operación bajo diversas consideraciones de fabricación.
- La facilidad de operación de los equipos garantiza su mantenimiento en muchos niveles y facilita la capacitación del personal de la entidad.

Una buena calidad de potencia (Power Quality) se centra en el suministro de cargas electrónicas sensibles y en misión crítica, las cuales son conocidas por su comportamiento no lineal ante la tensión y su consecuente distorsión de la onda de corriente.

1.4. Alcance

Incluye la descripción de los DISTURBIOS momentáneos o de corta duración que ocurren en sistemas de distribución de potencia A.C., y en instalaciones eléctricas internas, sus efectos sobre equipo sensible. También incluye métodos de mitigación de estos efectos. Además se discute información sobre los límites de distorsión armónica y temas de interés.

Equipos como computadores, fotocopiadoras, televisores, equipos médicos avanzados y en general, los que usen conversión de potencia (de estado sólido), han creado nuevas áreas para considerar la calidad de potencia.

Además de los asuntos de interés de estado estable normal, los diseñadores de equipos, instalaciones eléctricas internas y externas deben considerar los transitorios, los disturbios momentáneos y los armónicos. La mayoría de los problemas de tensión están asociados con:

- Impulsos transitorios de tensión
- Caídas momentáneas de tensión
- Elevaciones momentáneas de tensión
- Interrupciones momentáneas de tensión
- Interrupciones muy frecuentes de tensión
- Armónicos
- Flickers

Estos disturbios pueden originar muchos problemas a los equipos sensibles, ya que muchos equipos no están diseñados para resistir estos transitorios de tensión (incompatibilidad). Algunas de las cargas sensibles introducen ARMÓNICOS al sistema.

Los problemas generales causados por una mala calidad de potencia son los siguientes:

- a. Fallas intermitentes de equipos de cómputo.
- b. Fallas permanentes de equipos de cómputo.
- c. Interferencia con equipos de comunicaciones.
- d. Mal funcionamiento de controladores de procesos.
- e. Reducción de la vida útil de capacitores, transformadores y equipos de interrupción.
- f. Daño de motores durante el arranque.
- g. Sobrecarga de cables, equipos de interrupción, transformadores.
- h. Medida inexacta de la potencia.
- i. Operación insatisfactoria de generadores en stand-by.
- j. Riesgos de choque eléctrico fatal.
- k. Disparos indeseados de interruptores y circuitos residuales en algunos dispositivos.

1.5. Definiciones asociadas con el tema de Calidad de Potencia

1.5.1. Cortes de servicio (Blackouts): pérdida de la señal de potencia (V e I) en una instalación, se presenta durante un tiempo muy breve.

1.5.2. Conexión equipotencial (Bonding): conexión deliberada de 2 o más puntos para reducir cualquier diferencia de potencial.

1.5.3. Variación de tensión (Brownout): condición de baja tensión que no dura más de unos pocos ciclos. Los brownouts difieren de las interrupciones momentáneas sólo en la duración.

1.5.4. Transformador elevador (Buck-boost transformer): transformador pequeño de baja tensión colocado en serie con la línea de potencia para incrementar o reducir la tensión de estado estable.

1.5.5. Ruido de modo común (Common mode noise): tensión indeseable que aparece entre los conductores de potencia y línea.

1.5.6. Saturación de núcleo: condición que se presenta cuando un inductor o un transformador ha alcanzado la máxima exigencia magnética, a partir de la cual, una pequeña elevación de tensión produce una elevación exagerada de corriente.

1.5.7. Blindaje electrostático (Electrostatic shield): barrera metálica o cubierta entre los devanados primario y secundario de un transformador que reduce el acople capacitivo y por tanto incrementa la capacidad del transformador para reducir el ruido de alta frecuencia.

1.5.8. EMI: interferencia electromagnética.

1.5.9. RFI: interferencia de radiofrecuencia.

1.5.10. Transformador ferroresonante: transformador regulador de tensión que depende de la saturación del núcleo y de la capacitancia de salida.

1.5.11. Impedancia de transferencia entre carga y acondicionador (Forward transfer impedance): cantidad de impedancia colocada entre la fuente y la carga con la instalación de un acondicionador de potencia. Sin acondicionador de potencia, la potencia total de la instalación es entregada a la carga. Con acondicionadores de potencia, una alta “forward transfer impedance” limita la cantidad de corriente inrush disponible a la carga.

1.5.12. Distorsión armónica: distorsión de la onda seno cuya frecuencia es un múltiplo de la frecuencia fundamental. Convierte la onda normal seno en una forma de onda compleja.

1.5.13. Transformador de aislamiento: transformador con primario y secundario físicamente separados y diseñados para permitir el acople magnético entre circuitos aislados mientras se minimiza el acople electrostático.

1.5.14. Carga lineal: carga en la cual la relación I-V es constante y basada en una impedancia de carga relativamente constante.

1.5.15. Regulación de carga: término usado para describir los efectos de una baja "forward transfer impedance". Un acondicionador de potencia con baja regulación puede no tener regulación de tensión. Removiendo el acondicionado de potencia completamente mejorará la regulación de tensión.

1.5.16. Sintetizador magnético: ferrosresonante trifásico basado en devanados de salida zig-zag para permitir llevar cargas desbalanceadas.

1.5.17. Carga no lineal: carga en la cual la corriente no tiene relación lineal con la tensión.

1.5.18. Rectificador: dispositivo eléctrico usado para convertir potencia AC en potencia DC. Ej: un cargador de batería.

1.5.19. Soporte de potencia (Ridethrough): capacidad de salida de un acondicionador de potencia cuando se pierde la potencia de entrada, o también, capacidad para resistir interrupciones momentáneas de tensión.

1.5.20. Blindaje (Shielding): barra metálica para reducir el acople de señales indeseadas.

1.5.21. Transitorio (Transient): pulso de corta duración y de alta amplitud, sobrepuesto a la forma de onda normal de tensión.

1.5.22. Respuesta a transitorio (Transient response): capacidad de un acondicionador de potencia para responder a un cambio.

1.5.23. Respuesta a cambios transitorios de carga (Transient step load response): capacidad de un acondicionador de potencia para mantener una salida de tensión constante cuando se presenta un cambio repentino de carga.

1.5.24. Regulación de tensión: capacidad de un acondicionador de potencia para mantener una salida estable de tensión cuando la entrada de tensión fluctúa.

1.5.25. Calidad de tensión: término usado para describir la cantidad relativa de disturbios o variaciones de tensión. Particularmente las interrupciones, las caídas momentáneas de tensión, los impulsos y los armónicos -medidos en el mismo punto-. Esta caracterización, aplicada desde el punto de vista de las instalaciones de distribución, es el nivel de calidad que la red entrega a sus consumidores en el punto de servicio. Desde el punto de vista del consumidor, la calidad es la cantidad relativa de variaciones de tensión medidas en el punto de utilización. Los disturbios causados por otros consumidores o aún por el propio equipo del usuario afectarán la percepción de calidad de los consumidores.

Las necesidades de una calidad específica de tensión, pueden diferir de un consumidor a otro y depende de las necesidades específicas del equipo sensible involucrado.

1.5.26. Factor de distorsión: relación entre la raíz media cuadrática del contenido armónico y la raíz media cuadrática de la cantidad fundamental, con frecuencia expresada como un porcentaje de la fundamental. También referida como THD (distorsión total armónica).

1.5.27. Lazo de tierra (Ground loop): lazo potencialmente perjudicial formado cuando 2 o más puntos en un sistema eléctrico (que está nominalmente a potencial de tierra) están conectados por medio de una trayectoria conductiva tal que cualquiera de los dos o ambos puntos no están al mismo potencial de tierra.

1.5.28. Parpadeo (Flicker): es una variación en la frecuencia de la tensión de entrada de suficiente duración que permite ser observada visualmente como un cambio en la intensidad luminosa de las lámparas incandescentes (frecuencias del orden de 15-30Hz).

1.5.29. Interrupción: pérdida completa de la tensión por un período de tiempo. El tiempo base de la interrupción se caracteriza como sigue:

Instantánea:	0.5 a 30 ciclos
Momentánea:	30 ciclos a 2 s
Temporal:	2 s A 5 min
Sostenida:	> 2 min

1.5.30. Disturbio momentáneo: variación en el nivel de estado estable de la fuente que resulta de impulsos (descargas), disminuciones momentáneas de tensión, fallas, suicheo de circuitos y equipos, o de la operación de interruptores o de reconectores que responden a condiciones anormales del circuito.

1.5.31. Caída permanente de tensión (Under voltage): es una disminución en la tensión nominal RMS a la frecuencia de potencia, para duraciones mayores a 2 minutos.

1.5.32. Armónico: componente senoidal de una onda periódica con una frecuencia que es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. La Figura 1.1 muestra una distorsión armónica en la forma de onda de la tensión. Los armónicos generalmente no son producidos por la empresa de energía, son más bien generados por los consumidores como cargas industriales no lineales y si estos armónicos son de suficiente magnitud, pueden desplazarse hacia el sistema de potencia y afectar a otros consumidores.

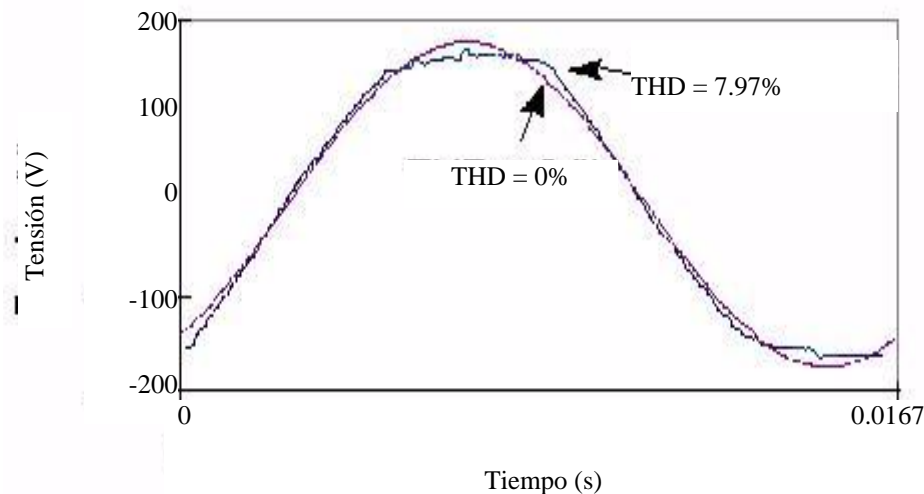


Figura 1.1. Distorsión armónica en la forma de onda de tensión.

1.5.33. Hendidura (Notching): hace referencia a depresiones sustractivas de tensión. Hay casos en los cuales puede perderse totalmente la señal hasta por medio ciclo. Los notching se presentan durante el periodo de conmutación de los puentes convertidores, debido a la acción de conmutación de los elementos que lo componen. La Figura 1.2 es un ejemplo de ello.

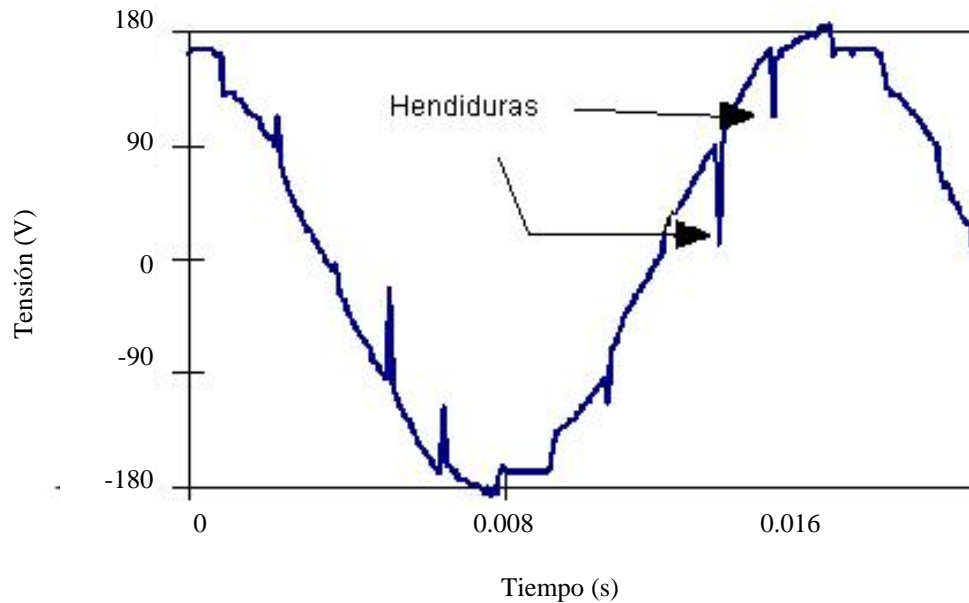


Figura 1.2. Ejemplo de una onda afectada por hendiduras.

1.5.34. Ruido: el ruido eléctrico es una señal eléctrica indeseable, que produce efectos impredecibles en los equipos susceptibles. La Figura 1.3 es una onda de tensión con ruido.

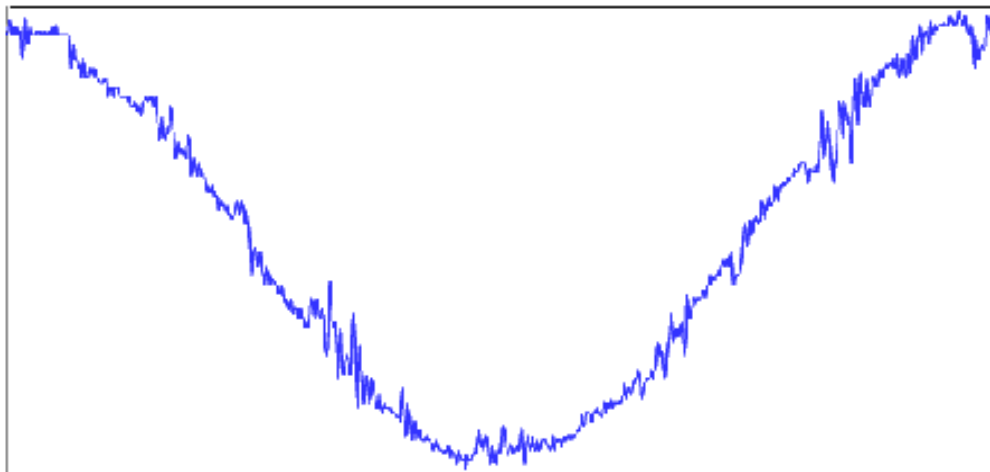


Figura 1.3. Onda de tensión con ruido.

1.5.35. Sobretensión: incremento de la tensión RMS sobre el nivel permitido a frecuencia industrial con una duración mayor a 2 minutos. Puede ser causada por sobrecompensación con capacitores y taps de transformadores en posición elevada.

1.5.36. Caída momentánea de tensión (Sag –DIPS): es una reducción en la tensión RMS por debajo de lo permitido a frecuencia industrial con una duración mayor a medio ciclo pero menor a 2 minutos (ver Figura 1.4). Puede ser causada por fallas en sistemas de transmisión o distribución, o por suicheo de corrientes elevadas, causar emplazamiento de cargas sensibles y mala operación.

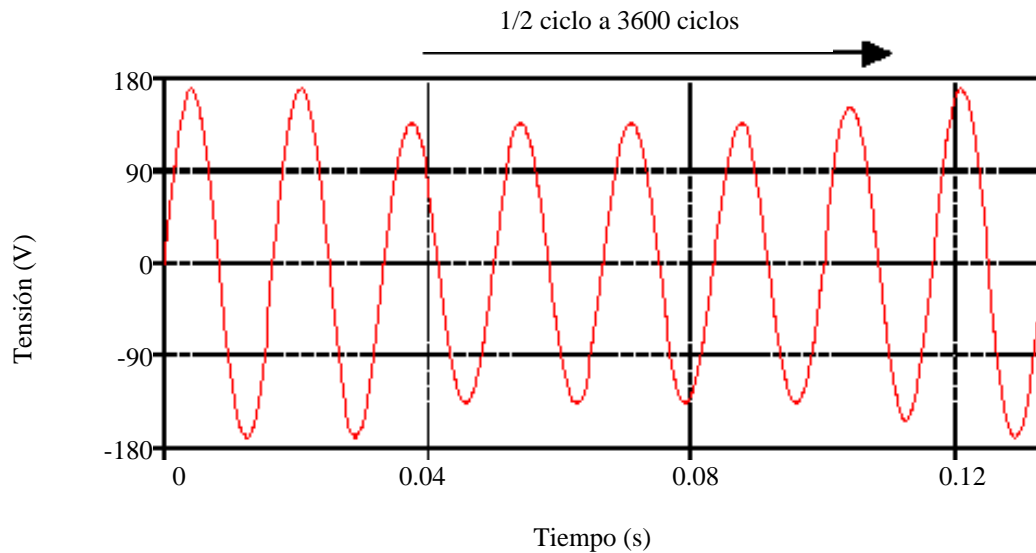


Figura 1.4. Onda de tensión afectada con sag.

1.5.37. Elevación momentánea de tensión (Swell): incremento en la tensión RMS por encima de lo permitido a frecuencia industrial, con duración mayor a medio ciclo y menor a unos pocos segundos. Se presenta en las fases no falladas de un sistema trifásico, durante una falla monofásica a tierra. La Figura 1.5 muestra una onda de tensión con swell.

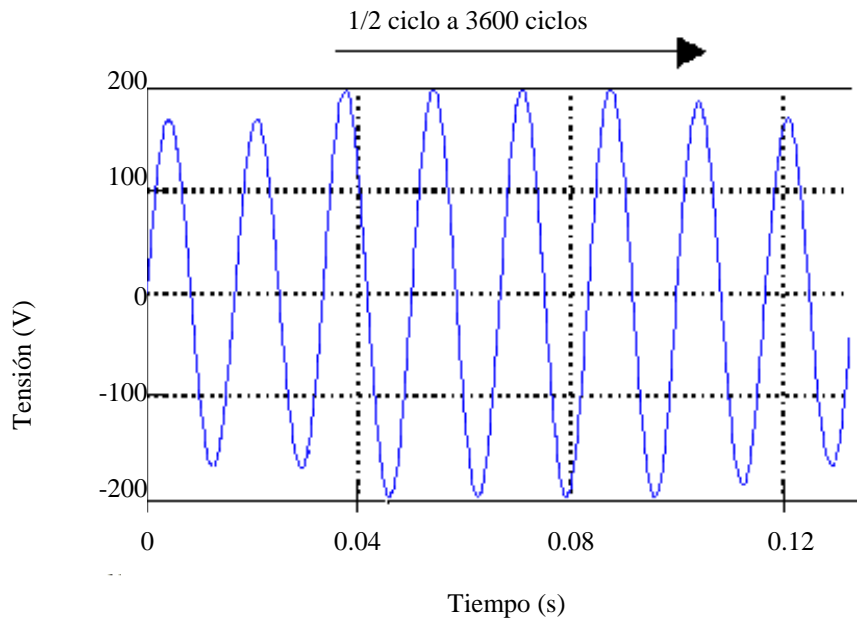


Figura 1.5. Onda de tensión con swell.

1.5.38. Transitorio: es un evento de alta frecuencia sobrepuesto a la señal AC. La duración es por lo general inferior a medio ciclo, puede ser aditivo o sustractivo y decae oscilatoriamente. Observe la Figura 1.6.

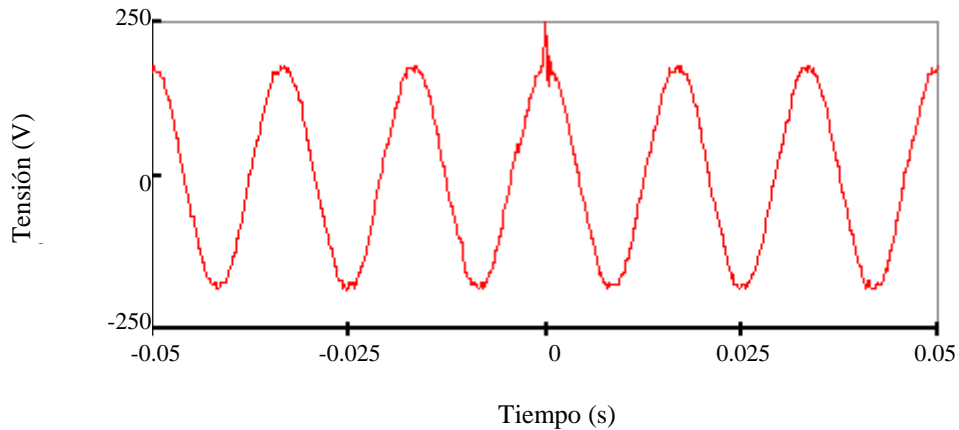


Figura 1.6. Onda de tensión afectada por un transitorio.

1.5.39. Distorsión de tensión: cualquier desviación de la onda senoidal nominal de tensión de la línea AC.

1.5.40. Interarmónico: es una componente senoidal cuya frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia industrial.

1.5.41. Cortes, salidas o interrupciones (Outage): son pérdidas de tensión desde 30 ciclos hasta muchas horas, inclusive días. Usualmente son causados por fallas en la operación de breakers o fusibles. Las interrupciones pueden ser temporales o permanentes. Un outage describe el estado de un componente cuando no está disponible para ejecutar su función asignada, debido a algunos eventos directamente asociados con ese componente. Una outage puede o no causar una interrupción del servicio a los consumidores dependiendo de la configuración del sistema. La Figura 1.7 muestra una interrupción en la onda de tensión.

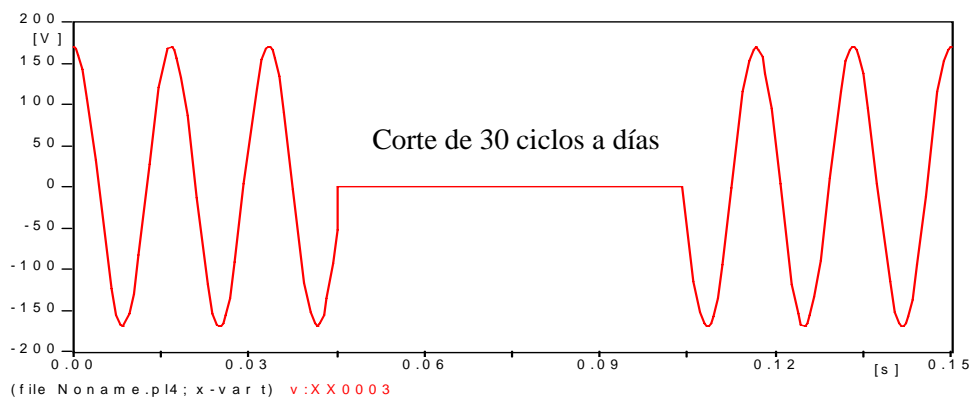


Figura 1.7. Interrupción típica de una onda de tensión.

1.5.42. Impulsos (descargas atmosféricas o impulsos por maniobras): son transitorios de tensión o de corriente de muy corta duración y muy alta magnitud. Son producidos por rayos y por operaciones de suicheo de las cargas de los usuarios y de la empresa de energía.

Usualmente son de 100 a 500 voltios y no causan problemas perceptibles. Pueden llegar a ser de 2000 voltios y éstos sí causan problemas. Los impulsos siempre han existido en los sistemas de potencia, pero sólo en años recientes se le ha prestado atención por la aparición de equipos electrónicos muy sensibles a éstos. La Figura 1.8. muestra una onda de tensión con impulso.

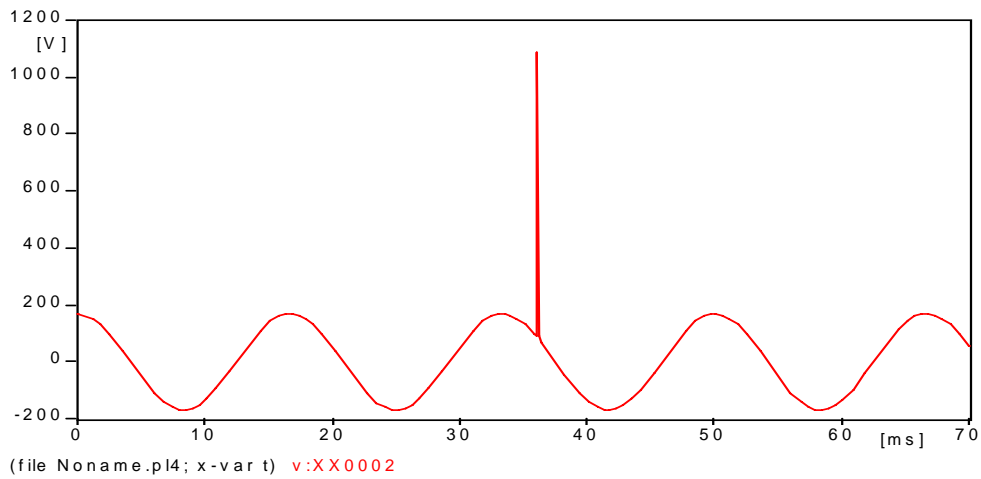


Figura 1.8. Onda de tensión con impulso.

1.5.43. Caídas de tensión (Under voltage – voltage drop): la Figura 1.9 ilustra una caída permanente de tensión

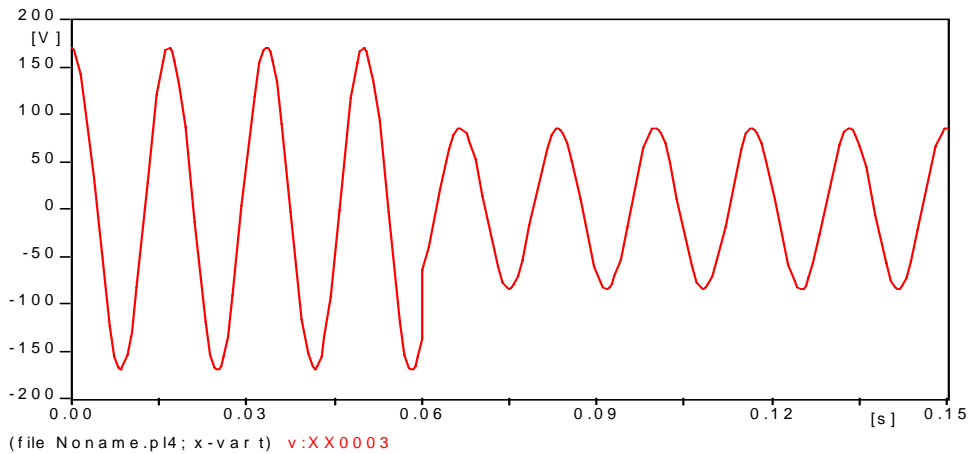


Figura 1.9. Caída permanente de tensión.

Se presenta cuando la tensión de utilización vista por el usuario es menor que el límite inferior de la tensión de operación nominal. Las causas son: sobrecargas en conductores (conductores subdimensionados), trayectorias muy largas (la tensión que llega a las colas es baja), conexiones con malos contactos, caídas de tensión en los sistemas de transmisión primarios y secundarios.

Según ANSI: Tensión nominal del servicio: 114 V

Límite inferior de tensión de utilización: 110 V

1.5.44. Tiempo activo de mantenimiento preventivo: es aquella porción del tiempo activo de mantenimiento, en la cual el mantenimiento preventivo es llevado a cabo. Incluye los retrasos inherentes a la operación del mantenimiento preventivo.

1.5.45. Tiempo activo de reparación: es el tiempo durante el cual las acciones de mantenimiento correctivo son ejecutadas sobre un equipo. Incluye retrasos inherentes a la ejecución de la reparación.

1.5.46. Disponible: estado en el cual una unidad es capaz de proporcionar servicio, esté o no actualmente funcionando y sin hacer caso del nivel de capacidad que puede proporcionar.

1.5.47. Horas disponibles: número de horas durante las cuales una unidad estuvo en estado disponible.

1.5.48. Componente: es una pieza de equipo, línea o circuito, una sección de línea o circuito, o un grupo de ítems, que son vistos como un ente para propósitos de evaluación de confiabilidad.

1.5.49. Riesgo de un componente: es la rata instantánea de fallas de un componente o su probabilidad condicional de falla vs. tiempo.

1.5.50. Derrateo: es la reducción intencional del factor de utilización en la aplicación de un equipo, usualmente con el objeto de reducir la ocurrencia de fallas relacionadas con la carga prevista.

1.5.51. Falla: La pérdida total de la capacidad de un ítem para ejecutar su función requerida. Existen las siguientes clases de fallas:

- Completa: resulta de la desviación de características por encima de los límites especificados.
- Crítica: la que causa los perjuicios a las personas y/o daños significativos al material.
- Degradación: falla que es gradual y parcial.
- Debilidad inherente: atribuible a la debilidad de un ítem cuando está sujeto a esfuerzos normales.
- Intermitente: se presenta por un periodo limitado de tiempo seguida de la auto recuperación del equipo.
- Principal: probablemente es la que reduce la capacidad de un sistema más complejo para ejecutar su función.
- Menor: la que no reduce la capacidad de un sistema más complejo para ejecutar su función.
- No relevante: la que se excluye en la interpretación de resultados de las pruebas o en el cálculo de la confiabilidad.
- Parcial: no causa la falta completa de sus funciones requeridas.
- Primaria: no causada directa o indirectamente por falla de otro ítem.
- Relevante: incluida para la interpretación de resultados de pruebas o para el cálculo de la confiabilidad.
- Desgaste: falla cuya probabilidad de ocurrencia aumenta con el paso del tiempo.
- Dependiente: falla causada por la falla de un ítem asociado.
- No dependiente: falla no relacionada con la falla de ítems asociados.
- Gradual: falla que puede anticiparse por examen o monitoreo previo.
- Por abuso: falla atribuible a la aplicación de sobreesfuerzos.
- Aleatoria: falla cuya causa o mecanismo hace que su tiempo de ocurrencia sea impredecible.
- Repentina: falla que no puede anticiparse por examen o monitoreo previo.

1.5.52. Mecanismo de falla: los procesos físicos, químicos y otros que pueden resultar en falla.

1.5.53. Modos de falla: la manera como una falla ocurre, generalmente categorizada como eléctrica, mecánica, térmica o contaminación. Existen los siguientes tipos: catastrófica, de degradación o incipiente.

1.5.54. Rata de fallas: es el número esperado de fallas de un tipo dado, por ítem, en un intervalo de tiempo dado.

1.5.55. En servicio: estado en el cual una unidad está eléctricamente conectada al sistema.

1.5.56. Duración de la interrupción: tiempo transcurrido desde la iniciación de una interrupción a los usuarios o a otras instalaciones hasta que el servicio es restablecido.

1.5.57. Índice de duración de interrupción: es la duración promedio de la interrupción a los usuarios durante un periodo de tiempo especificado. Se estima de la historia de operación, dividiendo todas las duraciones de interrupciones al usuario por el número de interrupciones durante un periodo dado.

1.5.58. Frecuencias de interrupciones: es el número esperado (promedio) de interrupciones por unidad de tiempo.

1.5.59. Interrupción forzada: una interrupción causada por una salida forzada.

1.5.60. Índice de frecuencia de interrupción: es el número promedio de interrupciones por consumidor servido por unidad de tiempo. Es estimado de la historia de operación dividiendo el número de interrupciones observadas en una unidad de tiempo por el número de consumidores servidos.

1.5.61. Interrupción programada: es una interrupción causada por una salida programada.

1.5.62. Ítem: cualquier nivel del ensamble, sistema, segmento del sistema, subsistema, equipo, componente, parte, módulo, etc.

1.5.63. Mantenibilidad: es la capacidad de un ítem, bajo condiciones establecidas de uso, para ser retenido o restaurado al estado de operación, cuando el mantenimiento es ejecutado bajo condiciones establecidas y usando procedimientos y recursos prescritos. En otras palabras, es la probabilidad de que un equipo que ha fallado, pueda ser reparado dentro de un periodo de tiempo dado, cuando el mantenimiento es ejecutado de acuerdo a procedimientos preestablecidos. Está caracterizada por el tiempo medio para reparar.

1.5.64. Tiempo medio antes de falla: una medida de confiabilidad que da el tiempo antes de la primera falla y puede ser pronosticado mediante la suma de las ratas recíprocas de falla de los componentes individuales del ensamble.

1.5.65. Tiempo medio entre fallas: para un equipo reparable, es una medida de confiabilidad que da el tiempo promedio entre reparaciones. Puede pronosticarse por la suma de las ratas de falla recíprocas de componentes individuales del ensamble.

1.5.66. Tiempo medio a fallas: el tiempo total de operación de un número de ítems dividido por el número total de fallas.

1.5.67. Tiempo medio para reparar: es el intervalo de tiempo (horas) que puede esperarse para que el equipo fallado retorne a la operación adecuada. Es también el tiempo promedio requerido para completar una actividad de reparación.

1.5.68. Salida de servicio parcial: describe el estado de un componente donde su capacidad para ejecutar la función es reducida pero no completamente eliminada.

1.5.69. Salida de servicio total: salida donde el componente es completamente incapaz de ejecutar su función.

1.5.70. Salida de servicio forzada: es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente, requiriendo que el componente sea sacado fuera del servicio

inmediatamente o automáticamente o tan pronto como las operaciones de suicheo puedan ser ejecutadas, o una salida causada por operación inadecuada del equipo o por error humano.

1.5.71. Salida de servicio programada: es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente sacado fuera de servicio en un tiempo seleccionado; usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo o reparación.

1.5.72. Salida forzada transitoria: es una salida de un componente cuya causa es inmediatamente autodespejada, tal que el componente afectado puede ser restaurado al servicio automáticamente o tan pronto como el suiche o el disyuntor puedan ser recerrados o el fusible reemplazado.

1.5.73. Salida forzada permanente: es una salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autodespejada, pero que debe ser corregida eliminando el riesgo o por reparación o reemplazo del componente afectado antes de que pueda retornar el servicio.

1.5.74. Rata de salidas: es el número de ocurrencias de salidas por unidad de tiempo de servicio.

1.5.75. Función de densidad de probabilidad: la primera derivada de la función de distribución de probabilidad; representa la probabilidad de obtener un valor dado.

1.5.76. Distribución de probabilidad: la función matemática que relaciona la probabilidad de un evento en un tiempo transcurrido o en un número de pruebas.

1.5.77. Función de distribución de probabilidad: la función de x cuyo valor es la probabilidad de que la amplitud de X sea menor o igual a x . Es una función no decreciente en el intervalo 0-1; es acumulativa.

1.5.78. Índices de probabilidad de falla: la probabilidad de que un componente falle para responder a una orden o responda cuando no deba hacerlo.

1.5.79. Redundancia: duplicación de elementos en un sistema o instalación con el objeto de aumentar su confiabilidad o continuidad de operación.

1.5.80. Redundancia stand by: aquella redundancia donde los medios alternativos para ejecutar una función dada están inoperantes hasta que sean necesarios.

1.5.81. Modelamiento de la confiabilidad: visualización lógica en un diagrama de bloques y una representación matemática de funciones de componentes a medida que los sucesos ocurren.

1.5.82. Indisponibilidad: ocurre cuando un ítem está siendo reparado, probado o como resultado de un mal funcionamiento no detectado.

1.5.83. Indisponible: estado en el cual una unidad no es capaz de funcionar a causa de fallas de equipos, restricciones externas, pruebas, trabajos en ejecución o algunas condiciones adversas.

La Tabla 1.1 resume las categorías y características de los fenómenos electromagnéticos.

Tabla 1.1. IEEE 1159. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia.

CATEGORÍA	CONTENIDO TÍPICO ESPECTRAL	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE LA TENSIÓN
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	<50ns	
1.1.2 Microsegundos	1 ms de elevación	50 ns – 1ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja Frecuencia	< 5kHz	0.3 – 50ms	0 – 4pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20ms	0 – 8pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 - 5MHz	5ms	0 – 4pu
2.0 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag		0.5 - 30 ciclos	0.1 -0.9pu
2.1.2 Swell		0.5 - 30 ciclos	1.1 – 1.8pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0.5 ciclos – 3s	< 0.1pu
2.2.2 Sag		30 ciclos – 3s	0.1 - 0.9pu
2.2.3 Swell 30		Ciclos – 3s	1.1 - 1.4pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3s – 1min	< 0.1pu
2.3.2 Sag		3s – 1min	0.1 -0.9pu
2.3.3 Swell		3s – 1min	1.1 - 1.2pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida		> 1min	0.0pu
3.2 Baja tensión		> 1min	0.8 -0.9pu
3.3 Sobretensión		> 1min	1.1 - 1.2pu
4.0 Desbalance en tensión		Estado Estable	0.5 – 2%
5.0 Distorsión de Forma de Onda			
5.1 Componente de directa		Estado Estable	0 - 0.1%
5.2 Contenido armónico	0 –100th H	Estado Estable	0 – 20%
5.3 Interarmónicas	0 – 6kHz	Estado Estable	0 - 2%
5.4 Muestras en la tensión		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda amplia	Estado Estable	0 - 1%
6.0 Fluctuaciones de tensión	< 25Hz	Intermitente	0.1 – 7%
7.0 Variaciones en la Frecuencia		<10s	

1.6. Compatibilidad electromagnética

El ruido eléctrico puede definirse como cualquier señal indeseada que penetra a un sistema (equipo), la susceptibilidad es el grado de respuesta de un sistema al ruido. La compatibilidad electromagnética (CEM) es la habilidad de un equipo eléctrico para funcionar correctamente inmerso en un ambiente ruidoso. Asimismo, las perturbaciones electromagnéticas que genere deben estar por debajo de un nivel que les permita a los demás equipos operar correctamente.

Para que el ruido sea un problema, debe existir una fuente del mismo, un receptor que sea susceptible y un canal de acople que transmita el ruido al receptor. El ruido se mitiga actuando sobre la fuente, insensibilizando el receptor o disminuyendo la energía que se puede transmitir a través del canal. El acople no necesariamente tiene que ser del tipo galvánico (por conducción directa) sino que también puede ser por:

- Radiación.
- Acoplo inductivo.
- Acoplo capacitivo (electrostático).

La compatibilidad se debe considerar en el momento del diseño, ya que si se ignora hasta que el problema surja durante las primeras pruebas, las soluciones serán caras e insatisfactorias (Esto implica un estudio desde el punto de vista de la teoría electromagnética (H, B, D, E)).

El ruido de modo común es una señal indeseada que aparece entre neutro y tierra o que en general involucra la tierra de los equipos, en tanto que el ruido de modo normal aparece entre fases y neutro o en general involucra los conductores que normalmente transportan corriente. Un transformador es un excelente medio para eliminar el ruido de modo común, ya que al colocar su tierra y neutro unidos se cortocircuita el ruido de modo común.

Teniendo en cuenta la cercanía (en ciertos aspectos) entre los conceptos de la calidad de la potencia (CP) y la compatibilidad electromagnética, es importante establecer las siguientes definiciones:

- Los atributos objeto de la calidad de la potencia son las características de la tensión de alimentación bajo:
 - Condiciones normales de operación.
 - En condiciones de perturbación transitorias o fluctuaciones. La calidad de potencia está relacionada sólo con los fenómenos por conducción directa a través del sistema de potencia.
- La compatibilidad electromagnética establece los límites de inmunidad, compatibilidad, emisión y pruebas para los equipos conectados a la red. La CEM considera todas las perturbaciones electromagnéticas por radiación, inducción o conducción en todo el rango de frecuencias, desde AC hasta GHz. De acuerdo con las normas IEC (IEC-1000), la CEM incluye la propagación directa, acoplamiento capacitivo, inductivo, radiación, sin ninguna restricción en el rango de frecuencias.

La Comunidad Económica Europea (CE) ha establecido directivas para regular el libre comercio en los países de la comunidad, entre las cuales se encuentra la directiva de CEM "EMC directive 89/336/EEC". Esta directiva establece que los aparatos producidos para la comunidad deben construirse de tal manera que las perturbaciones electromagnéticas que generen estén por debajo de un nivel que les permita a los equipos de radio y telecomunicaciones y a otros operar debidamente. Asimismo, los aparatos deben tener un nivel adecuado de inmunidad contra perturbaciones electromagnéticas que les permitan operar adecuadamente.

Los parámetros que definen la CEM son de naturaleza probabilística ya que el ruido es de naturaleza también probabilística. De acuerdo a la normatividad europea se establecen:

- El nivel de compatibilidad establecido como un nivel de referencia de disturbio con una probabilidad del 95% de no ser excedido, el nivel de compatibilidad es una referencia para coordinar los emisores (emisión) y los receptores (inmunidad).
- Alrededor del nivel de compatibilidad (CEM) se establecen márgenes de "seguridad" tanto para emisores y receptores.

1.7. Normas

Antes de establecer o recomendar la aplicación de normas tanto a las empresas distribuidoras de energía como a los fabricantes y usuarios, es importante conocer cuáles existen y como se están aplicando las normas sobre calidad del servicio en otros países, así como las regulaciones existentes y cómo se tratan los aspectos legales. También es importante conocer la organización general de la normalización o de los entes legisladores sobre la calidad de potencia eléctrica y la compatibilidad electromagnética.

Aunque pueden existir normas nacionales en muchos países sobre el tema, lo cierto es que son las normas europeas y norteamericanas las más utilizadas.

Las normas norteamericanas sobre calidad de potencia son las recomendaciones de la IEEE, las cuales no tienen carácter de código o norma de obligatorio cumplimiento. A nivel europeo existen dos entidades de normalización: IEC y CENELEC, aunque IEC es un ente internacional que incluye a representantes de los Estados Unidos.

CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica) es la organización de normalización de la Comunidad Económica Europea y de la Asociación de Mercado Libre Europeo (EFTA). Este organismo tiene diferentes cuerpos de trabajo relacionados con CEM y CP, tales como:

- TC - 110 - Compatibilidad Electromagnética.
- BTTF 68-6 : Grupo de trabajo con la responsabilidad específica de preparar una norma sobre calidad de potencia.

La IEC (Comisión Internacional Electrotécnica), está relacionada principalmente con la normalización de CEM y dispone de diferentes campos de trabajo en esta área. La IEC no tiene aún un comité de calidad de potencia, pero los comités existentes, mencionados a continuación, están relacionados con este aspecto.

- TC 77 Compatibilidad Electromagnética.
- CISPR: Comité Internacional sobre Perturbaciones Radioeléctricas.

Adicionalmente a estos dos entes de normalización, existen a nivel europeo e internacional entes u organizaciones de carácter técnico y científico como son:

- UNPEDE: Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica.
- CIGRE: Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas de Alta Tensión.
- CIRED: Comité Internacional de Redes Eléctricas de Distribución.
- UIE: Unión Internacional de Electrotermia.

Estos organismos no tienen una actividad real de normalización, pero preparan estudios y reportes directamente relacionados con CP y CEM.

En el caso de IEC Y CISPR, las normas son recomendaciones de acuerdo con el estado del arte. Para lograr una validez legal, estas normas deben transferirse en la legislación nacional. Sin embargo, esto no es obligatorio.

En el caso de CENELEC, las normas se denominan Normas Europeas (EN) y son la base de la armonización entre las leyes en todos los países miembros de la CE. Es obligatoria su transferencia a la legislación nacional en cada país de la CE para su aplicación.

La situación en EUA es más flexible y los documentos del IEEE y otros organismos mantienen sólo el carácter de recomendaciones cuya aplicación es voluntaria. Sin embargo, algunas normas relacionadas con la calidad de la potencia eléctrica en cuanto a la calidad de las instalaciones, son códigos obligatorios a nivel federal. Tal es el caso del Código Eléctrico Nacional (NEC).

En el caso de las normas europeas (IEC - EN), las regulaciones se orientan a la emisión, inmunidad y los problemas de compatibilidad electromagnética. Las normas IEEE, fundamentalmente se orientan a controlar la emisión, la calidad y seguridad de las instalaciones para prevenir problemas de calidad de la potencia eléctrica.

Las normas europeas, están orientadas a facilitar y hacer armonizar las normas de cada país sobre límites de emisión e inmunidad, con el fin de facilitar el libre comercio entre países.

Existen muchas otras normas, tanto internacionales como nacionales, relacionadas con EMC y la calidad de la potencia eléctrica. También muchas normas a nivel de borrador o de discusión dentro de las diferentes organizaciones profesionales interesadas en el problema. En las referencias se presentan las normas existentes actualmente y en discusión.

1.7.1. Normas Europeas sobre flicker y desbalances de tensión

La Comunidad Económica Europea a dado lineamientos precisos para armónicos, flicker y desbalances de tensión. Los valores propuestos para estas variables están basados en un marco probabilístico de compatibilidad electromagnética.

Los valores indicativos para los niveles de compatibilidad son reproducidos en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Valores indicativos para los niveles de compatibilidad.

FLICKER	LV – MV	HV
Pst	1.00	0.79
Plt	0.74	0.58
DESBALANCE	LV – MV	HV
Un (%)	2.00	1.00
LV : Baja tensión	0 < V < 1 kV	
MV : Media tensión	1 kV ≤ V ≤ 35 kV	
HV : Alta tensión	V > 35 kV	

Los equipos sensibles son conectados en sistemas de baja tensión (LV), por ello, los valores dados para medio y alta tensión (MV-HV) no están directamente relacionados con los niveles de inmunidad y sólo tienen el propósito de coordinación entre las diferentes partes del sistema. Con el ánimo de aclarar esta diferencia, se habla de "Target Compatibility Levels" para media y alta tensión.

Es responsabilidad de las empresas controlar los límites de distorsión estipulando los niveles de emisión que sean razonables y concordantes con los niveles de compatibilidad.

1.7.2. Aplicación de las normas europeas sobre armónicos, flicker y desbalances

Para poder comparar con los valores dados de nivel de compatibilidad se deben hacer medidas, preferiblemente durante una semana incluyendo fin de semana, posteriormente se realiza un tratamiento estadístico a las mediciones tomadas.

Armónicos: se basa en la publicación IEC 1000-4-7, se escoge el mayor valor diario con probabilidad del 95% de no ser excedido $U_h V_s 95\%$ (" V_s " = 3 segundos, intervalo muy corto durante el cual sucesivamente se evalúa el valor RMS para cada armónico). Este valor se compara directamente con el nivel de compatibilidad.

Dos criterios adicionales son considerados, el mayor valor diario de:

- El máximo valor RMS durante intervalos sucesivos de 10 minutos $V_{hsh.max}$ (" Sh "= 10 minutos, intervalo corto), el cual se compara con el nivel de compatibilidad.
- El máximo valor $U_h V_s.max$ se compara con 1.5 a 2.0 veces el nivel de compatibilidad.

Desbalance: el mayor valor diario con probabilidad del 95% de no ser excedido $U_n V_s 95\%$ (" n " se refiere a secuencia negativa) es retenido y comparado con el nivel de compatibilidad.

Un criterio adicional es presentado: el mayor valor del máximo RMS diario en períodos sucesivos de 10 minutos $U_n Sh.max$ el cual es comparado con el nivel de compatibilidad.

Flicker: al final de las observaciones dos valores son retenidos:

- El mayor de los valores diarios $Pst.3max$ (" Pst " se refiere a corto término = 10 minutos UIE/IEC y " $3max$ " se refiere al tercer valor mayor del día). Este valor se compara con el nivel de compatibilidad Pst .
- El mayor valor diario de $Plt.max$ (" Plt " se refiere a intervalo largo = 2 horas UIE/IEC), el cual se compara con el nivel de compatibilidad Plt .

La medida del flicker se hace con el flickermeter de UIE/IEC. El flickermeter hace una simulación lámpara ojo cerebro y da el valor de Pst para intervalos sucesivos de 10 minutos. Al final de cada día 144 valores de Pst son disponibles, los dos valores más grandes son ignorados y solo el tercero es retenido como el más significativo y es denominado $Pst.3max$.

El flickermeter también da el valor de Plt para intervalos sucesivos de dos horas usando la siguiente relación:

$$Plt = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^N \frac{Pst_i}{N}} \quad (1.1)$$

Al final del día, 12 valores de Plt son disponibles y sólo el mayor es retenido.

Para cada sitio de medición sólo dos valores son retenidos al final del período de medición:

- Máximo $Pst.3max$.
- Máximo $Plt.max$.

1.8. Fallas remotas

Una de las más frecuentes causas de caídas de tensión y/o salidas momentáneas es la ocurrencia de fallas (corto circuitos) en el sistema de potencia.

Por ejemplo, cuando una descarga atmosférica ha impactado uno de los elementos del sistema, muy seguramente se ocasionará un corto circuito. Durante este lapso de tiempo los usuarios experimentan una caída de tensión cuya magnitud depende de la proximidad al punto de falla. Posteriormente se presenta una salida momentánea o permanente a un grupo de usuarios al operar los dispositivos de protección (fusibles, interruptores, reclosers) para extinguir el arco que mantiene el corto circuito.

Las caídas severas de tensión ocurren cuando corrientes de falla fluyen a través de las impedancias hacia el sitio de falla, la caída de tensión depende de las impedancias y corrientes presentes durante la falla.

Las caídas de tensión y salidas momentáneas pueden ocasionar verdaderos "desastres" para los usuarios que van desde la pérdida de información hasta tener que reinicializar todo un proceso industrial con una posible pérdida de materia prima. Algunas de las medidas que se pueden tomar para mitigar este tipo de eventos son:

- Reducir las resistencias de pie de torre, con ello se baja la probabilidad de cortocircuitos originados por flámeos inversos después de una descarga atmosférica.
- Revisar el tipo de protecciones que se está utilizando, así como su filosofía de protección. El usar equipos de interrupción de operación más rápida será algo a considerar.
- Controlar el aumento de los niveles de corto circuito como parte de los criterios de expansión del sistema.
- Las caídas de corta duración pueden ser solucionadas eficientemente con transformadores ferresonantes o con los condensadores incluidos en las fuentes de poder, sin embargo, estos elementos no pueden proveer el total de "RIDE-THROUGH" durante las salidas momentáneas.
- Las UPS son la medida más efectiva para controlar este tipo de problemas.

1.9. Soluciones al problema de la calidad del servicio

Cuando se trata de cargas sensitivas se deben considerar soluciones a ambos lados del contador, tanto por parte de la empresa de electricidad que presta el servicio, como del usuario.

1.9.1. Soluciones al lado de la empresa de electricidad

Se debe tener en cuenta que en ocasiones el mejorar la calidad del servicio a un grupo de usuarios puede inequitativamente empeorar la de otros usuarios o aumentarles los costos del servicio. En este caso, tomar soluciones al lado del usuario es preferible.

Los estudios típicos de confiabilidad adelantados por las empresas de electricidad evalúan:

- Número de interrupciones al año.
- Causas.
- Número de usuarios afectados.
- Duración de las interrupciones.
- Carga interrumpida.
- Tasa de falla por equipo.

Cuando se aplica a usuarios con cargas sensitivas, el mayor potencial de mejoramiento está en minimizar el número de interrupciones y el número de usuarios afectados. Algunas de las medidas que se pueden tomar por parte de la empresa de electricidad se muestran en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Medidas a tomar en caso de problemas de calidad

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN	OPERACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> . Coordinación de protecciones . Consideraciones sobre puestas a tierra . Aplicación de pararrayos . Uso de equipos y materiales adecuados . Prácticas de construcción . Compensación de Vars estática . Compensación serie . Adecuados diseños 	<ul style="list-style-type: none"> . Inspecciones y mantenimientos regulares a los equipos y líneas . Análisis de datos sobre interrupciones . Monitoreo de líneas . Prácticas de operación de equipos de maniobra

Estas medidas son un punto de partida para mejorar la calidad (especialmente la confiabilidad) de un usuario o circuito en particular. Sin embargo, los ítem listados en la Tabla 1.3 pueden no tener un significativo impacto en reducir las interrupciones momentáneas, o no ser prácticos ni económicos.

A medida que la carga crece en importancia, una mayor confiabilidad de largo tiempo se le da, muchas veces esto se hace a expensas de un detrimento en la confiabilidad de corto-tiempo; por ejemplo, al pasar de alimentar una carga con un sistema radial por un nuevo sistema enmallado, exponiendo las cargas sensitivas del usuario a un mayor número de salidas momentáneas.

1.9.2. Soluciones al lado del usuario

Antes de adoptar cualquier medida se deben revisar las instalaciones del usuario, verificar si no hay sobrecargas, si las puestas a tierra son adecuadas, si opera correctamente las cargas, etc.

En el mercado el usuario dispone de una gran variedad de dispositivos para proteger los equipos sensibles, igualmente éstos se consiguen a una gran variedad de precios. A continuación se enumeran las más importantes soluciones que el usuario puede considerar:

- Software de auto chequeo.
- Cambios en la operación de equipos.
- Adecuadas puestas a tierra.
- Diseño de circuitos de potencia.
- Unidades de distribución portables (PDU).
- Supresores de picos.
 - MOV.
 - Diodos de avalancha.
 - Descargadores de gas.
- Filtros a la entrada de línea AC.
- Transformadores de aislamiento .
 - Reactores en serie.
- Reguladores de tensión.
 - De respuesta normal.
 - Regulador de ferresonancia.
 - De respuesta rápida.
- Conjunto motor – generador.

- Alimentadores duales con transferencia estática.
- Fuentes de poder no interrumpibles (UPS).
 - En espera.
 - En línea.
- Blindajes.
- UPS con moto-generador.
- Corrección del factor de potencia.
- Conexiones delta en transformadores y multiplicación de fases.

CAPÍTULO 2

POR DÓNDE EMPEZAR (CABLEADO Y PUESTA A TIERRA INADECUADOS AFECTAN LA CALIDAD DE LA POTENCIA)

2.1. Problemas en el lugar mismo de la instalación [108]

Las empresas de energía se han esforzado para asegurar que la potencia que ellas entregan reúna normas estrictas dadas por la ANSI. Sin embargo, cuando los equipos electrónicos sensibles funcionan mal, los consumidores con frecuencia atribuyen esos problemas a anomalías en la potencia entregada por las empresas de energía.

Nuevas evidencias sugieren que las instalaciones eléctricas de los consumidores deben ser primero chequeadas cuidadosamente antes de comprar equipos acondicionadores de potencia.

Estudios recientes indican que del 80% al 90% de las fallas de equipo electrónico sensible atribuidas a una mala calidad de potencia resultan de un alambrado y puesta a tierra inadecuados en las instalaciones de los usuarios, o de interferencias con otras cargas dentro de las instalaciones. En muchos casos el alambrado y puesta a tierra adecuados pueden corregir el problema.

Después de corregir las puestas a tierra y alambrados defectuosos, los usuarios pueden identificar más fácilmente los otros problemas y corregirlos. Las instalaciones eléctricas de los usuarios probablemente no necesiten instalar acondicionadores de potencia y equipos de potencia hasta que todos los otros posibles remedios hayan sido explorados.

2.2. Señales de problemas [108]

Equipos de cómputo con problemas de calidad de potencia con frecuencia van a experimentar trastornos en el proceso, por ejemplo:

- Los datos en la pantalla pueden aparecer con líneas moduladas.
- De repente pueden parar el funcionamiento, perder datos o experimentar mal funcionamiento del disk drive.

Los ramales telefónicos privados (PBX) pueden perder llamadas o mostrar altos niveles de ruido de fondo en la línea telefónica.

Los equipos de control de procesos industriales pueden experimentar paradas repentinas inexplicables.

En general, cualquier cambio repentino, de ocurrencia aparentemente aleatoria es susceptible de sospecha.

Las técnicas adecuadas de alambrado y puesta a tierra pueden resolver muchos de éstos problemas.

En resumen, los problemas causados por alambrado y puestas a tierra inadecuados son los siguientes:

- Pude causar choque eléctrico al personal.
- Costosos daños a equipo eléctrico.
- Mal funcionamiento de equipo computarizado y equipo automatizado.
- El equipo de acondicionamiento de potencia no funciona adecuadamente.

2.3. Causas probables [108]

El alambrado y puesta a tierra inadecuados, es la causa de la mayoría de los problemas de los equipos sensibles basados en microprocesador. Aunque se cumpla totalmente con las normas NEC, aún no hay el soporte adecuado para las cargas sensibles.

Algunos factores que conducen a tener pobres sistemas de puesta a tierra son los siguientes:

- Movimiento de tierras, la erosión y la corrosión.
- En muchas ocasiones las tierras se instalan incorrectamente.
- El ruido puede acoplarse entre sistemas enlazados en forma conjunta vía cables de datos o vía trayectorias de puesta a tierra suplementarias, creando lazos de tierra.
- Los sistemas interconectados con tierras aisladas y conectados con cables vía datos, pueden intensificar problemas de corrientes inducidas, ya que el ruido no sólo continúa circulando sino que alimenta y nunca abandona el sistema.
- Las conexiones de lazo pueden presentar y combinar problemas de seguridad y confiabilidad.
- El mal uso de los conceptos de tierra aislada, suplementaria y dedicada.
- La impedancia de los cables obstruye el ruido que viaja fuera del área (por ejemplo fuera de los sistemas de cómputo) pero puede elevar el nivel de tensión con respecto al neutro.

Como ilustración, los registros de la Figura 2.1 muestran niveles de ruido con picos de 100V entre neutro y tierra en un receptáculo con tierra aislada de una instalación para redes de datos. Además, el nivel de tensión del tercer armónico de estado estable se presenta en el mismo sistema de tierra aislada debido a los lazos de corrientes de tierra circulante (Figura 2.2) y a que causó errores de datos y problemas inexplicados del sistema.

Existe ahora un equipo de potencia de interfaz de tierra disponible que cumple con las normas IEC y UL sobre seguridad. La Figura 2.3 muestra la manera como la contaminación ha sido eliminada mediante la interfaz adecuada.

Cuando cargas grandes de usuarios (como motores que operan aire acondicionado, hornos eléctricos, bombas, compresores y elevadores) son prendidas o apagadas, representan disminuciones o elevaciones momentáneas de tensión que pueden afectar la operación de las cargas sensibles.

De manera similar las grandes cargas continuas de usuarios pueden causar caídas permanentes de tensión si el usuario no actualiza adecuadamente el alambrado para acomodarse así a un consumo de potencia más alto. Esta situación de caídas permanentes de tensión, puede incrementar la vulnerabilidad de las cargas sensibles cuando adicionalmente se presentan caídas momentáneas de tensión (sags). Los usuarios pueden usualmente resolver tales condiciones mediante la adecuada actualización del circuito eléctrico o ajustando los taps de sus transformadores.

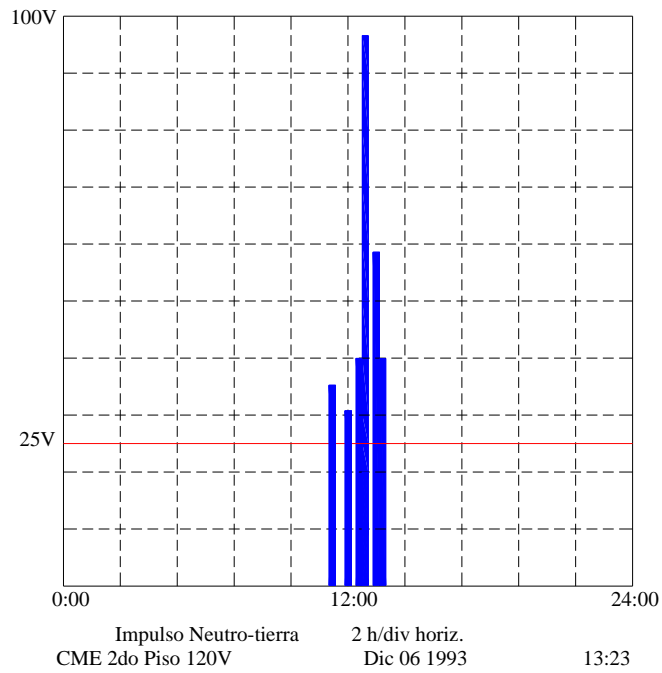


Figura 2.1. Niveles de ruido entre neutro y tierra en una red de datos.

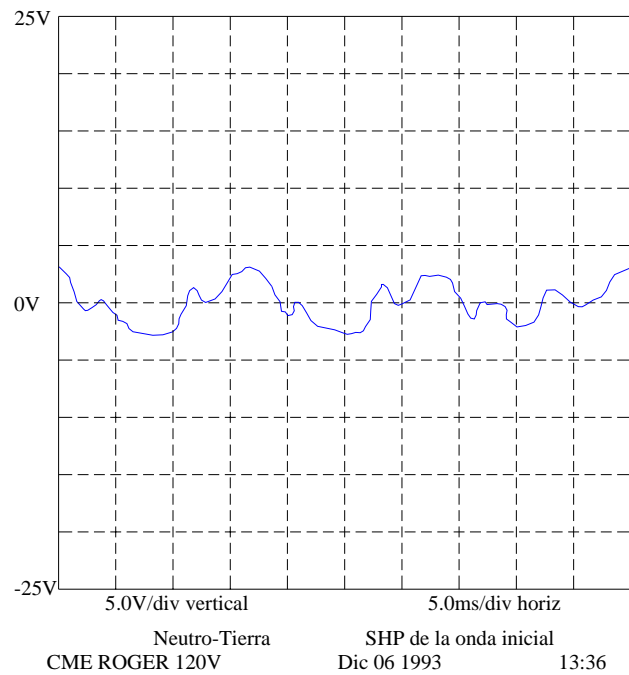


Figura 2.2. Tensión del tercer armónico debido a corriente circulante.

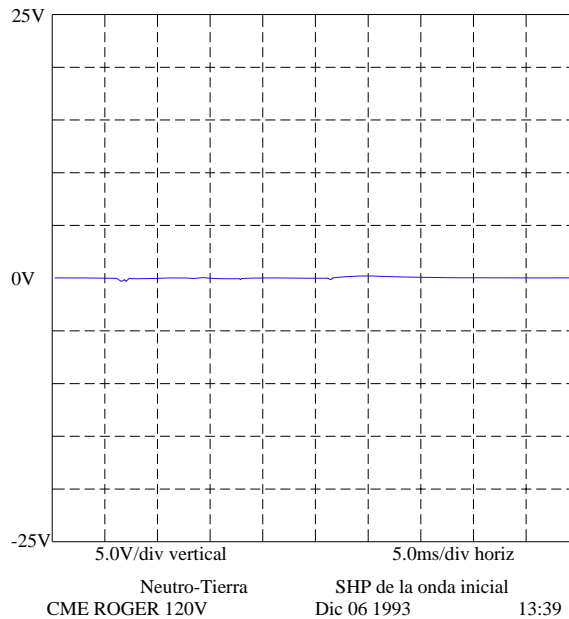


Figura 2.3. Eliminación del ruido mediante la instalación de una interfaz.

2.4. Consideraciones de cableado [108]

Cuando el equipo electrónico funciona mal, los usuarios deben investigar el alambrado de sus instalaciones básicas antes de considerar la compra de equipo acondicionador de potencia. Se deben emplear circuitos ramales individuales IBC para la alimentación de cargas electrónicas sensibles. Algunas veces referido como línea dedicada es un circuito alambrado y puesto a tierra adecuadamente para servir un solo equipo. El IBC puede conectarse en el panel de servicio principal o en un subtablero también dedicado a equipo sensible. La puesta a tierra de los IBC debe seguir las normas NEC así:

- Los IBC pueden reducir algunas interferencias electromagnéticas y electrostáticas a lo largo del circuito. Esto puede aliviar los problemas de caídas de tensión causados por la operación de otros equipos dentro de la instalación. Sin embargo, los IBC no pueden resolver el problema de las interrupciones de potencia.
- Si un IBC pasa cerca de otros circuitos y de salidas que llevan fuertes corrientes pulsantes, estas corrientes pueden inducir disturbios inoportunos en el IBC.
- Aunque la norma NEC permite usar los ductos conduit metálicos como conexiones de tierra, no se debe confiar en esto, ya que dicha práctica puede permitir diferencias entre el potencial de tierra y las tensiones entre varias piezas del equipo.
- Para minimizar los problemas de comportamiento del equipo, se debe suplir el sistema de puesta de tierra que usa tubos conduit con cables de tierra aislados del mismo calibre de las fases. " Estos cables de tierra no deben ser compartidos o encadenados entre IBCs ". Similarmente, los cables de neutro no deben proporcionar una trayectoria eléctrica entre IBCs. Los cables de neutro compartidos, permitirán anomalías de potencia en un IBC para contaminar un IBC vecino. " Los cables de neutro deben seguir las recomendaciones de aislamiento y capacidad de transporte dadas para el calibre de tierra ".
- También se debe considerar el uso de tableros de distribución dedicados (grupos de IBC destinados sólo para alimentar cargas sensibles) y estar seguro de que las tensiones que lleguen al equipo estén dentro +/- 5% de la tensión de operación normal requerida (por ejemplo si el $V_n = 120V$, las tensiones de entrada al equipo deben estar entre 114 y 126V).

2.5. Consideraciones de puesta tierra [108]

Además de la instalación de IBCs se deben chequear las instalaciones de puesta a tierra. La tierra es una conexión conductora entre un circuito eléctrico o equipo y la fuente de potencia. Si ocurre un cortocircuito, una buena tierra permite al interruptor desconectar el equipo afectado, previniendo daños y protegiendo al personal. Una buena tierra actuando como una referencia también asegura que todo el equipo opere al mismo potencial eléctrico, con idénticas tensiones en todos los puntos. Esto previene de diferencias de potencial entre componentes individuales de equipos sensibles, y que pueden alterar los datos.

Las estructuras de acero y los servicios de agua y otros que usan tubos metálicos y que entran a un edificio se deben unir al cable de tierra de la acometida eléctrica principal del edificio. Esto reduce enormemente las diferencias en el potencial, que pueden trastornar las cargas sensibles o poner en peligro al personal. También se deben poner a tierra las carcazas y gabinetes metálicos de los equipos de distribución.

También pueden surgir problemas de calidad de potencia debido a las conexiones inadvertidas neutro a tierra. El único sitio para unir el neutro con la tierra es hacia el lado de la instalación de entrada justo antes del interruptor principal de la fuente de potencia del edificio. Las conexiones inadvertidas pueden enviar corrientes eléctricas dentro del cable de tierra donde no debe haber corrientes, causando trastornos a las cargas y creando condiciones de riesgo. No se debe instalar sistemas de puesta tierra independientes dentro del edificio y si los hay conectarlos entre sí.

2.6. Investigación de cargas grandes [108]

Cuando el cableado y la puesta tierra han sido minuciosamente chequeados, los consumidores deben examinar las cargas y sus sistemas eléctricos de alimentación.

Como se mencionó antes, las disminuciones momentáneas de tensión y los impulsos causados por el apagado y encendido de cargas grandes pueden perjudicar el equipo sensible, al igual que las caídas permanentes de tensión causados por las cargas grandes continuas.

Muchas prácticas relativamente sencillas pueden remediar estas situaciones:

- Reducir el número o tamaño de cargas.
- Actualizar los circuitos de alimentación.
- Instalar IBCs.
- Ajustar los taps de los transformadores para entregar la tensión adecuada al equipo sensible.

Sin embargo, es necesario entender primero la causa del problema antes de tomar la decisión sobre la acción apropiada. Sólo cuando el consumidor ha realizado un cuidadoso escrutinio en su propia instalación (alambrado y puesta a tierra) y sus cargas, y por último está seguro de que están libres de problemas, debe considerar la compra de equipo acondicionador de potencia o de protecciones. El consumidor debe concientizarse que primero es necesario buscar el problema dentro de sus propias paredes.

2.7. Consideraciones con respecto a redes de datos [110]

En los modernos SISTEMAS MANEJADOS POR COMPUTADOR, la línea tierra ha llegado a tener un papel activo en la conexión de potencia AC, tanto para seguridad como para referencia para la lógica digital. Si el equipo está o no conectado a tierra, la contaminación puede aún acoplarse a la electrónica, a los circuitos integrados y a las líneas de datos. Cuando impulsos de la misma magnitud son aplicados a

línea - neutro (modo normal), ellos generalmente no tienen un efecto tan dramático como sí lo tienen en la línea-tierra (modo común).

Con el cambio hacia equipo más pequeño y menos costoso, EL SUMINISTRO DE POTENCIA DE MODO CONMUTADO se fue desarrollando, estos suministradores son más livianos, más pequeños y más eficientes que los suministradores de potencia lineales, ya que aquellos pueden también proporcionar un amplio rango de tensiones de operación. Sin embargo, con esta tecnología aparecieron problemas con la presencia de ruido de alta frecuencia y sensibilidad creciente a la contaminación.

Una contaminación eléctrica de sólo 0.5 voltios puede ocasionar errores de datos, especialmente si ocurre durante el período de adquisición de información. Niveles de contaminación más grandes pueden ser más dañinos puesto que ellos rápidamente degradan la ejecución de un proceso por desgaste del silicio, causando pérdidas totales de datos y del sistema.

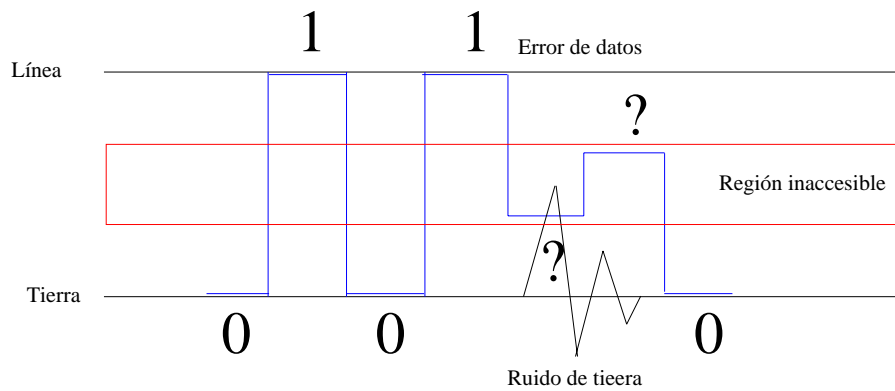


Figura 2.4. Ruido en la tierra durante la transmisión de datos puede causar error de datos.

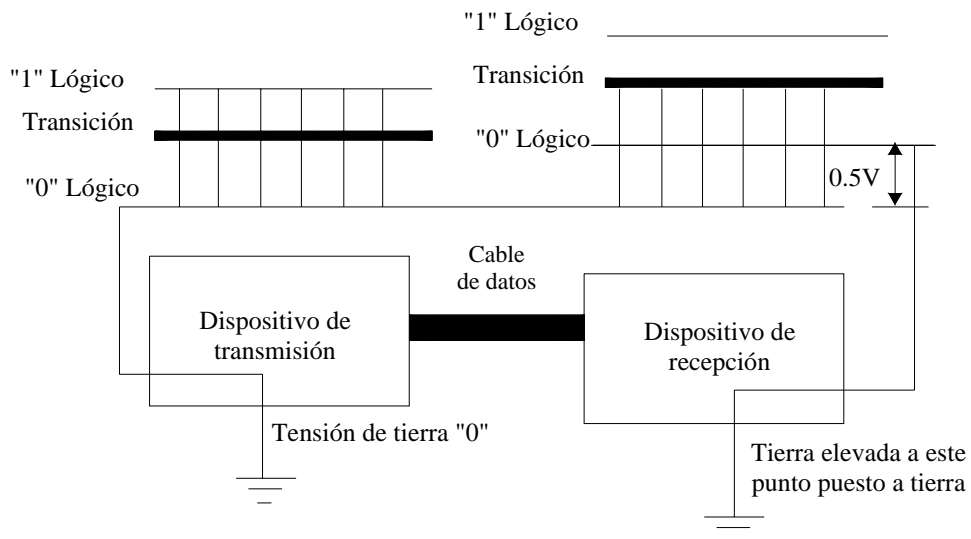


Figura 2.5. Efecto de una tierra elevada en una red.

Con la lógica bien referenciada a tierra en todo momento, es imperativo que la referencia a cero se mantenga en el plano de tierra. Existen muchos tipos de LÍNEAS DE DATOS hoy disponibles, algunas de estas formas de transmisión de datos son más tolerantes al ruido, mientras que otras actúan como antena, recorriendo contaminación e interferencia de radiofrecuencia (RFI) del ambiente circundante. Si estas líneas de datos se protegen de la interferencia, no sólo se conservará la integridad de los datos sino que se protegerá de las interferencias que entran al sistema del computador.

Las Figuras 2.4 y 2.5, muestran cómo la calidad de la tierra en el terminal de envío o recepción de la red de datos puede afectar la capacidad del circuito para transmitir y recibir datos.

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS DISTURBIOS MÁS COMUNES

3.1. Caídas permanentes de tensión (Tensión en estado estacionario)

3.1.1. Tensión de utilización y servicio

Casi todos los equipos conectados en un sistema distribución son diseñados para una tensión nominal, pero es imposible entregarles a todos la misma tensión nominal ya que existen caídas de tensión en cada parte del sistema potencia, desde el generador hasta los aparatos receptores de los usuarios. Sin embargo, dentro del diseño de equipos se considera que podrán operar dentro de un cierto rango de tensión.

Puesto que la caída de tensión es proporcional a la magnitud de la corriente de carga que fluye a través de la impedancia del sistema de potencia completo, el consumidor que se encuentra más alejado del punto de alimentación (subestación de distribución) y recibirá la tensión más baja tal como se muestra en la Figura 3.1.

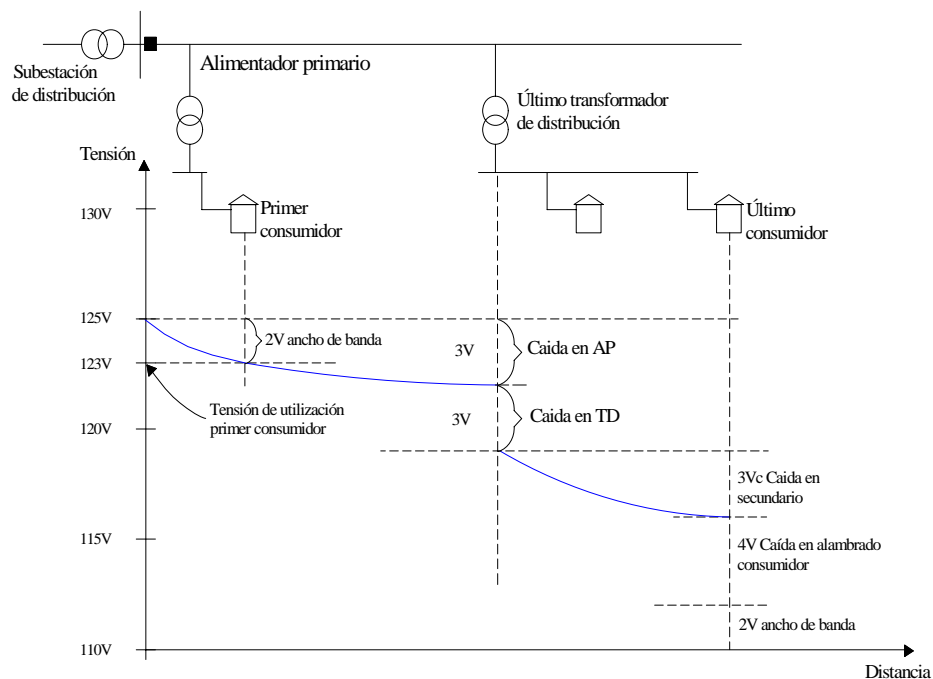


Figura 3.1. Perfil de tensiones en un sistema de distribución.

Puesto que todos los consumidores tienen equipos de consumo casi idénticos, es necesario proporcionarles a cada uno de ellos los mismos rangos de tensión de utilización. Es necesario un compromiso entre los

rangos de tensión que una compañía electrificadora debe suministrar y los rangos de tensión dentro de los cuales los equipos que consumen energía puedan operar satisfactoriamente.

Si los límites de tensión proporcionados por las empresas electrificadoras son demasiado amplios, el costo de los equipos de los consumidores (especialmente computadores será alto), pues ellos tendrían que ser diseñados para operar satisfactoriamente dentro de esos límites. Por el contrario, si los límites de tensión requeridos para la operación satisfactoria de los equipos de consumo son demasiado estrechos, el costo del suministro de potencia sin exceder esos límites de tensión también será muy alto.

Hoy en día, las empresas electrificadoras y los fabricantes de equipo han establecido normas para los límites de tensiones de operación que han resultado en operación satisfactoria sin demandas excesivas sobre el sistema potencia o sobre la utilización de los equipos. Prácticamente todos los equipos están diseñados para operar normalmente dentro de un rango de tensiones de estado estacionario. Las empresas electrificadoras deben respetar los límites impuestos para permitir la operación normal de los equipos y evitar daños y perjuicios a los usuarios.

Es normal que durante la operación del sistema de potencia se presenten desviaciones de la tensión RMS nominal debidas fundamentalmente a:

- Caídas de tensión en transformadores y alimentadores.
- Cambiadores de Taps.
- Efecto Ferranti.
- Compensación reactiva.
- Cambios de generación y carga.
- Cortocircuitos remotos.
- Operación de pararrayos.
- Operación de elementos de interrupción, etc.

La norma ANSI C84.1 “Voltage ratings for electric power systems and equipment” establece rangos para tensiones de servicio que debe garantizar la empresa de electricidad y los rangos de utilización que deben ser garantizados con adecuadas instalaciones dentro de los establecimientos del usuario.

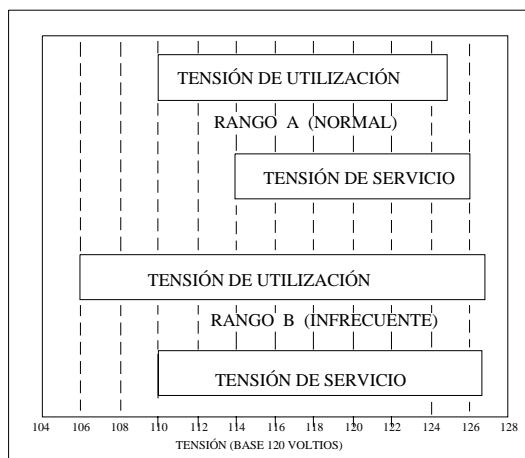


Figura 3.2. Rangos de tensión según ANSI C84.1-1989.

El rango A es para la operación en estado normal en tanto que el rango B es para operación en contingencia (no frecuente), una vez caído el rango B se deben tomar acciones para retornar en el menor tiempo posible al rango A. Estos rangos se muestran en la Figura 3.2.

Si se efectúa una serie de mediciones en el punto de servicio (utilización), se obtendrán diferentes valores RMS de tensión que se espera se ajusten a una distribución normal con valor medio la tensión nominal (ej: 220 voltios) y en donde la desviación standard indicará el grado de fluctuación de tensión RMS a que se somete al usuario, esto se muestra en la Figura 3.3.

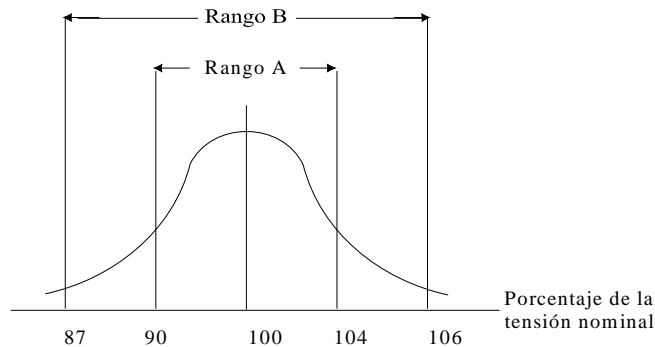


Figura 3.3. Valores RMS esperados se ajustan a una distribución normal.

Las empresas de energía deben cumplir con los requerimientos de servicio, teniendo en cuenta que cierta cantidad de caída de tensión se va a presentar en los circuitos del usuario y que sólo el usuario tiene control sobre él.

Los valores del rango A están definidos como los límites dentro de los cuales los sistemas serán diseñados y operados de modo que la mayoría de las tensiones de servicio estén dentro de esos límites (114 a 126V para servicios de 120V). Las variaciones fuera de esos límites son infrecuentes. Los niveles de tensión del rango B son permitidos pero ocasionalmente y con una duración limitada (110 a 127V). Cuando esto ocurre, se deben tomar medidas preventivas dentro de una razonable cantidad de tiempo y asegurar así que la tensión está dentro de los límites del rango A.

3.1.2. Control de tensión en sistemas de distribución

El control de tensión en un sistema de distribución se realiza mediante el uso de reguladores de las tensiones, cambiadores de derivaciones (taps) bajo carga [LTC] y capacitores shunt (corrección del factor de potencia). El cambiador de taps bajo carga es el funcionalmente equivalente a un regulador de tensión; sin embargo, proporciona control de tensión para muchos circuitos.

El control de tensión efectuado por las compañías electrificadoras a las cargas de los consumidores no es instantáneo y no asegura una tensión constante, sino que sólo mantiene la tensión entre los límites deseados. Mientras que las normas sobre regulación de tensión pueden ser efectivas para cambios graduales de tensión, tienen un pequeño efecto sobre los transitorios o los flickers.

Los perfiles típicos de tensión para cargas pesadas y livianas se muestran en la Figura 3.4. Estos perfiles muestran en forma conceptual, las caídas o elevaciones de tensión que pueden ocurrir en todo el sistema entre el generador y las cargas a servir. Durante un día cualquiera, hay una marcada diferencia en los niveles de tensión entre períodos de carga pesada y periodos de carga liviana. Bajo carga pesada, los flujos de potencia (y así las caídas de tensión) son más grandes. Bajo carga liviana, la caída de tensión será menor. Nótese que las caídas de tensión son corregidas a lo largo del sistema potencia, de tal modo que las caídas excesivas no ocurren.

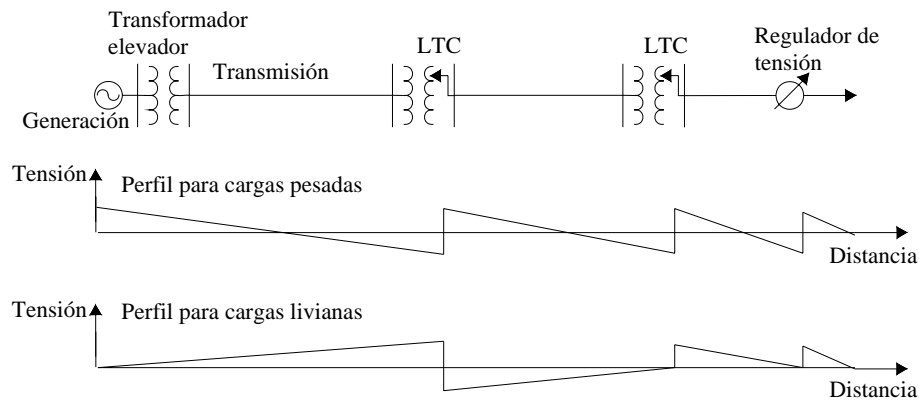


Figura 3.4. Perfiles típicos de tensión para cargas pesadas y livianas.

Los reguladores de tensión típicamente operan con tiempos de retraso de 30 a 40s; ellos permiten una condición de alta tensión o de baja tensión antes de persistir en la acción correctiva a tomar. El control para un regulador de tensión básicamente sostiene un nivel de tensión particular dentro de un ancho de banda (típico de $\pm 0.625\%$ ó $\pm 0.75V$).

Para corregir una tensión anormal, el control del regulador debe detectar una tensión fuera de los límites del ancho de banda para una duración mayor que el ajuste del retraso de tiempo.

Para alimentadores primarios de distribución cortos, es totalmente probable que las tensiones de estado estable normalizadas puedan ser obtenidas usando sólo el equipo de control de tensión en la subestación de distribución (cambiadores de taps bajo carga o reguladores). Sin embargo, para alimentadores primarios de distribución largos o alimentadores con cargas extremadamente pesadas, puede llegar a ser necesario instalar reguladores de tensión localizados convenientemente a lo largo del alimentador (fuera de la subestación de distribución), como se muestra en la Figura 3.5.

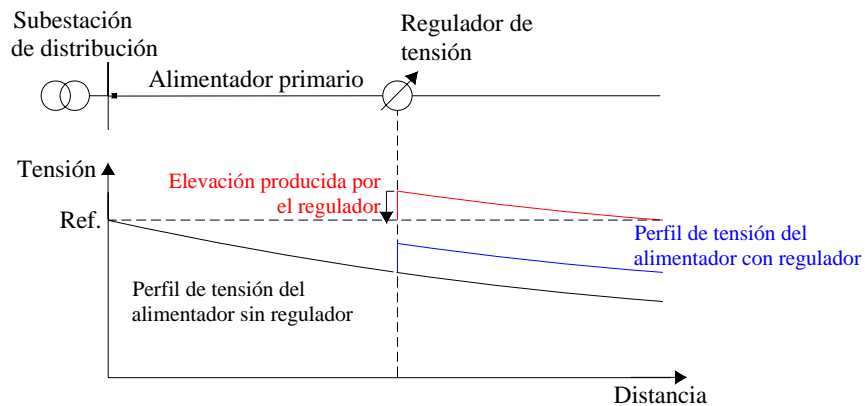


Figura 3.5. Ubicación de reguladores de tensión en un alimentador (Perfiles de tensión con y sin reguladores).

Además de los reguladores de tensión y de los cambiadores de taps bajo carga, la mayoría de las empresas distribuidoras de energía emplean bancos de capacitores para ayudar a controlar los perfiles de tensión. Puesto que los capacitores suministran potencia reactiva (VARs) al circuito, ellos efectivamente reducen y aún cancelan los requerimientos de VARs adicionales de carga inductiva tales como motores. Colocados estratégicamente sobre el alimentador, los capacitores shunt no sólo mejoran los perfiles de tensión, sino que también reducen las pérdidas resistivas asociadas con el alimentador primario y los laterales mientras mejora el factor de potencia.

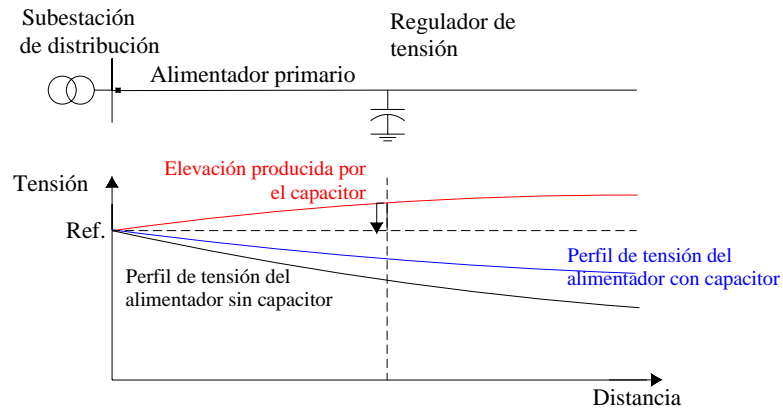


Figura 3.6. Mejoramiento de los perfiles de tensión mediante bancos de capacitores en un alimentador.

En la Figura 3.6 se ilustra el mejoramiento de tensión obtenido por la conexión de un banco de capacitores en el alimentador primario. Con el fin de acomodarse a condiciones de variación amplia de carga, la mayoría los bancos de capacitores se conectan y se desconectan automáticamente. Este suicheo puede causar problemas de transitorios para las cargas sensibles.

Adicional a los métodos tradicionales de control de tensión, una de las novedades es el compensado estático de VARs. Éste consiste en una combinación de inductor y capacitor que es suicheada por tiristores para controlar la salida reactiva. Son usados para grandes bloques de potencia reactiva y han sido aplicados en conjunto con cargas como hornos de arco.

El equipo de regulación de tensión de la empresa de energía no compensa las caídas y elevaciones momentáneas de tensión, ni las interrupciones ni los demás disturbios.

3.2. Elevaciones permanentes de tensión

Algunas veces, especialmente durante condiciones de baja carga, lo reguladores o los bancos de capacitores pueden sobrecompensar y crear una sobretensión que dura desde unos pocos segundos hasta muchas horas. (Ver Figura 3.7).

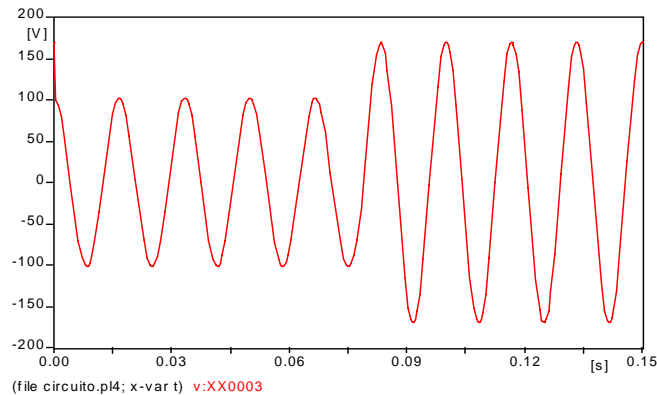


Figura 3.7. Elevación permanente de tensión.

La Figura 3.8 muestra el efecto de colocación de un banco de capacitores grande en un sistema a baja carga. Como puede verse, la tensión del sistema distribución que está usualmente limitado a 127 voltios (126V en el medidor del consumidor), ahora alcanza 130 voltios y está por encima de los rangos recomendados por la norma ANSI C84.1.

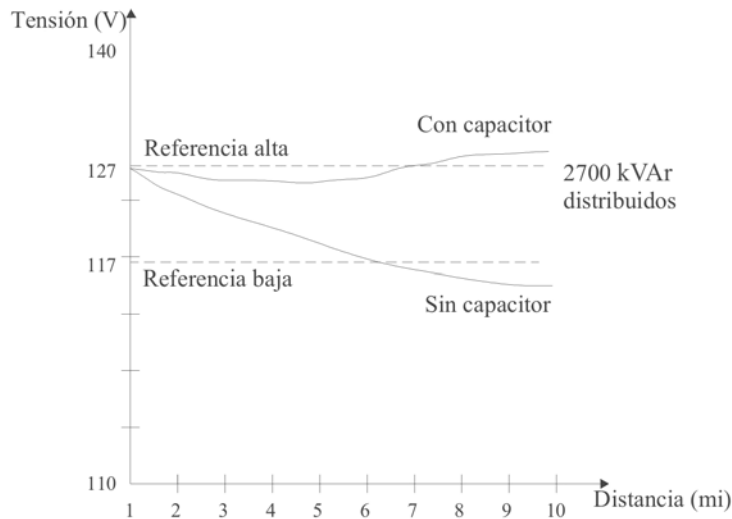


Figura 3.8. Efecto de la instalación de un banco de capacitores grande en un sistema de baja carga (2700 kVAr distribuidos).

3.3. Flicker de tensión

Muchos problemas de tensión asociados con computadores no están necesariamente relacionados simplemente a tensiones altas o bajas, pero sí a rápidos cambios en la tensión. Esto es llamado flicker de tensión.

Los equipos de regulación de tensión de las empresas de energía no compensan las fluctuaciones instantáneas de tensión causadas por la aplicación repentina de cargas con bajo factor de potencia tales como grandes motores.

Para ilustrar mejor esto, la Figura 3.9 muestra un sistema alimentando un horno de arco y algunas cargas domésticas donde el flicker de tensión puede causar problemas.

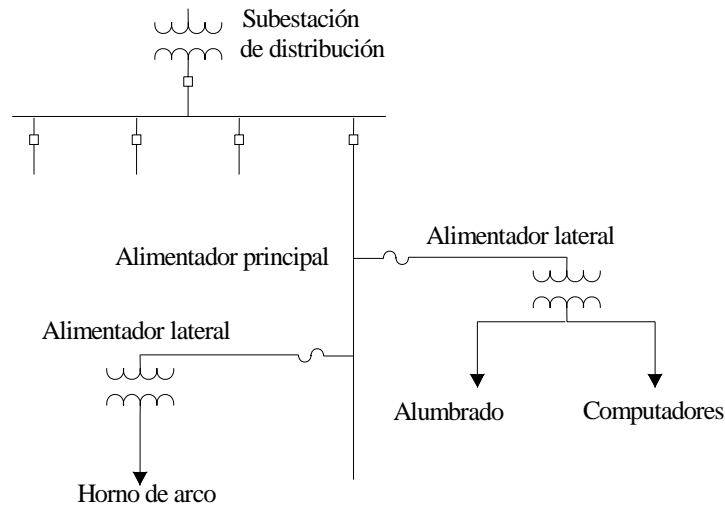


Figura 3.9. Circuito simplificado para demostrar el problema de los Flickers.

Mientras que las corrientes de carga domésticas son prácticamente constantes, la carga del horno de arco cambia rápidamente y genera caídas de tensión variables y momentáneas a lo largo del alimentador de distribución. La tensión del alimentador primario llega a ser variable, y los disturbios pueden ser observados por algunas de las cargas domésticas vecinas. La Figura 3.10 muestra un ejemplo de estas fluctuaciones de tensión o flicker.

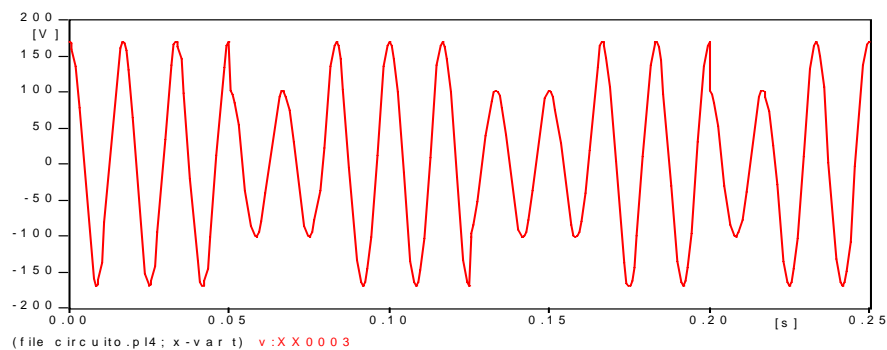
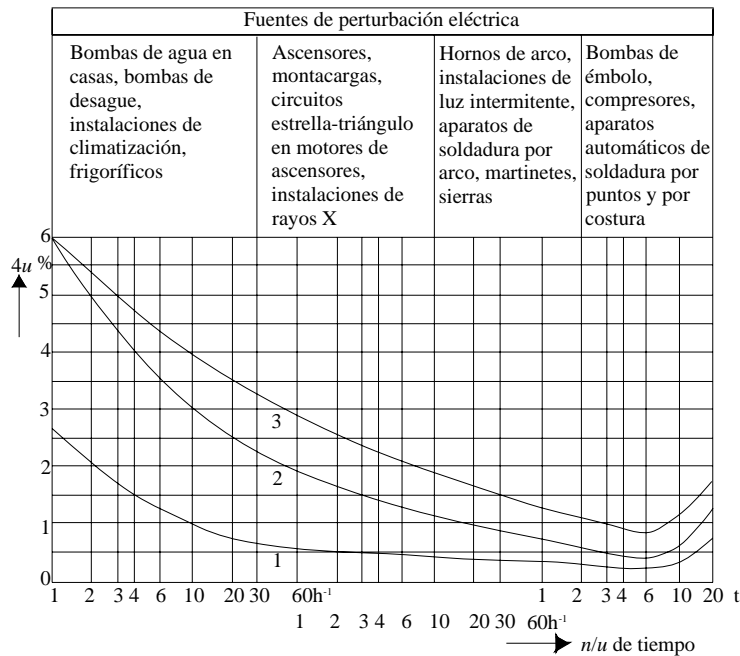


Figura 3.10. Los Flickers y su forma de onda.

La Figura 3.11 muestra las curvas de fluctuaciones de tensión máximas permisibles en lámparas incandescentes (curva 1) la cual se constituye en la línea de visibilidad del flicker antes de llegar a ser objetable por el consumidor (límite de irritación o molestia) identificada con la curva 2 (basada en la percepción visual).



1. Límite de sensibilidad en lámparas de incandescencia.
2. Límite de perturbación en lámparas de incandescencia y aparatos de televisión (redes de abastecimiento público).
3. Límite de perturbación en lámparas de incandescencia (redes industriales) y en lámparas fluorescentes.

Figura 3.11. Caídas admisibles de tensión Δu (en porcentaje de la tensión nominal), en función del número n de variaciones de tensión por unidad de tiempo.

Si un usuario por ejemplo, está muy cerca de una bomba de calor o del aire acondicionado (equipo) que fluctúa aproximadamente 10 veces por hora, y nota que sus lámparas están parpadeando, dicho usuario puede asumir (usando la curva 2) que el cambio de la tensión es el orden del 4% (o más).

En muchos casos, los computadores pueden ser mucho más sensibles a los cambios de tensión que el ojo humano y en consecuencia, detecta problemas que el ojo no percibe.

3.4. Caídas momentáneas de tensión (Voltage sags)

3.4.1. Introducción

Son disminuciones de corta duración en la tensión de estado estable y algunas veces duran muchos segundos (0.5 a 30 ciclos y más). Pueden tener efectos muy pequeños sobre cargas sensibles si la caída en la tensión no es mayor del 10 al 20%, o pueden tener un mayor efecto (similar a una salida o corte de energía) si la disminución en la tensión es más grande (por ejemplo el 50%).

En instalaciones industriales son generalmente causados por el encendido de cargas grandes. Esto también puede ocurrir en el sistema de alimentación, pero es más frecuente que las caídas momentáneas de tensión sean causadas por fallas en el sistema. La Figura 3.12 ilustra una caída momentánea severa causada por una falla en el transformador. Las caídas momentáneas más severas en un sistema distribución resultan de fallas en el mismo alimentador, en la subestación, o en el alimentador adyacente, y usualmente son fáciles de identificar.

Un acondicionador de potencia no protege una carga sensible contra las caídas momentáneas de tensión severas, no las puede compensar totalmente y sus relés de bajo tensión se disparan.

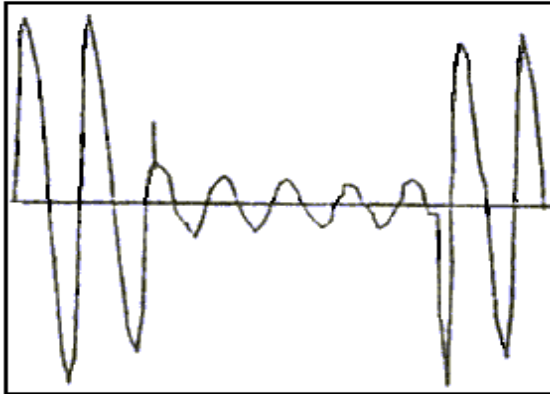


Figura 3.12. Sag causado por falla de transformador.

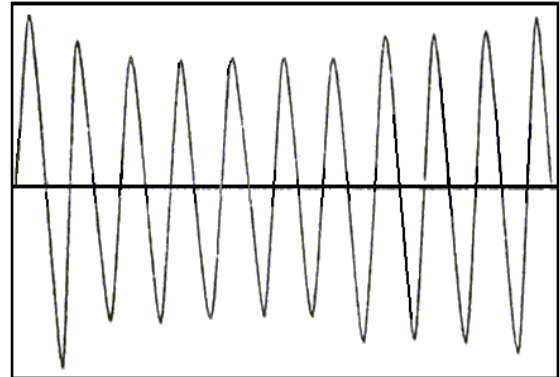


Figura 3.13. Sag causado por falla en el sistema de subtransmisión.

La Figura 3.13 ilustra otra situación interesante. Como se ve, las fallas en los sistemas de transmisión y subtransmisión, pueden afectar las tensiones de los usuarios más allá de los 75 Km. Algunas veces, estas caídas momentáneas pueden ser muy severas y causar que equipos tales como PLC o computadores se disparen. Cuando un consumidor llama a quejarse de la mala calidad potencia, el problema real para la empresa de energía es que no queda registrado el disturbio ya que la falla no se presentó en el sistema distribución ni posiblemente en su área de servicio.

Las disminuciones momentáneas de tensión y las interrupciones de potencia son los problemas más importantes de calidad de potencia que afectan a los grandes consumidores industriales y comerciales. Estos eventos son usualmente asociados con fallas remotas del sistema potencia. Las caídas momentáneas de tensión son mucho más frecuentes que las interrupciones.

3.4.2. Características de las caídas momentáneas de tensión

Las caídas momentáneas de tensión que pueden causar impactos a los equipos son usualmente causadas por fallas en el sistema potencia. El arranque de motores también resulta en caídas momentáneas de tensión pero las magnitudes no son lo suficientemente severas como para causar mala operación. El diagrama unifilar simplificado de la Figura 3.14 se va a usar para explicar cómo una falla resulta en una caída momentánea de tensión en las instalaciones de un consumidor.

Considérese un consumidor que es alimentado desde la línea que sale del interruptor 1 (Figura 3.14). Si se presenta una falla en este alimentador, el consumidor experimentará una caída momentánea de tensión durante la falla y luego una interrupción cuando el interruptor abre y despeja la falla. Si la falla es temporal, una operación de recierre en el interruptor puede ser exitosa y la interrupción sólo será temporal. Pero el equipo sensible seguramente se disparará durante esta interrupción.

Un evento mucho más común sería una falla en uno de los otros alimentadores de la subestación o una falla en otro punto no especificado del sistema de transmisión como se muestra en la Figura 3.14. En ambos casos, el usuario experimentará una caída momentánea de tensión durante el período de tiempo que la falla esté presente en el sistema. Tan pronto como los interruptores abren para despejar la falla, la tensión normal le será restaurada al consumidor.

La Figura 3.15 muestra una gráfica de tensión RMS vs. tiempo y la forma de onda característica en el punto donde se ubica el usuario para una de estas condiciones de falla. La forma de onda dada en la Figura 3.15 es típica de la tensión del consumidor durante una falla en un circuito alimentador paralelo que es despejada rápidamente por el interruptor de la subestación. La duración total de la falla es 150ms, o aproximadamente 9 ciclos.

La tensión durante la falla en un alimentador paralelo dependerá de la distancia de la subestación hasta el punto de localización de la falla. Una falla muy cerca a la subestación resultará en una caída momentánea de tensión mucho más significativa que una falla cerca del final del alimentador. La Figura 3.16 muestra la magnitud de la caída momentánea en la barra de la planta industrial como una función de la localización de la falla (para un sistema ejemplo).

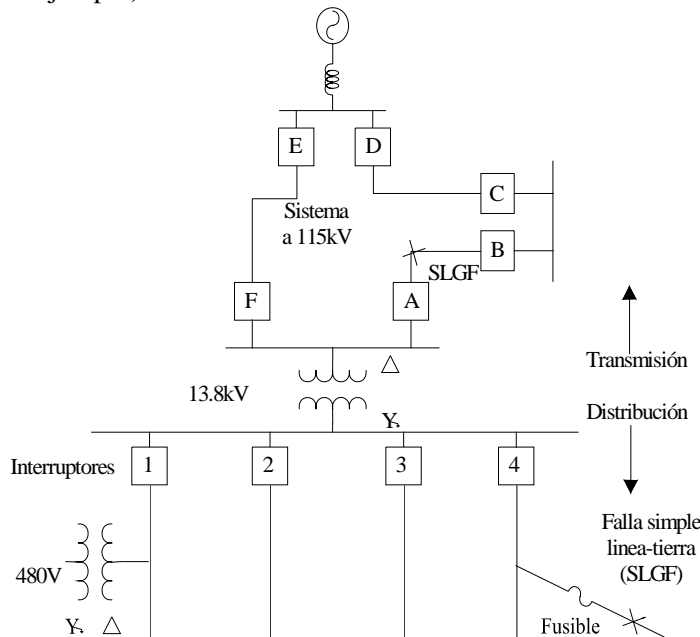


Figura 3.14. Ejemplo de sistema de potencia.

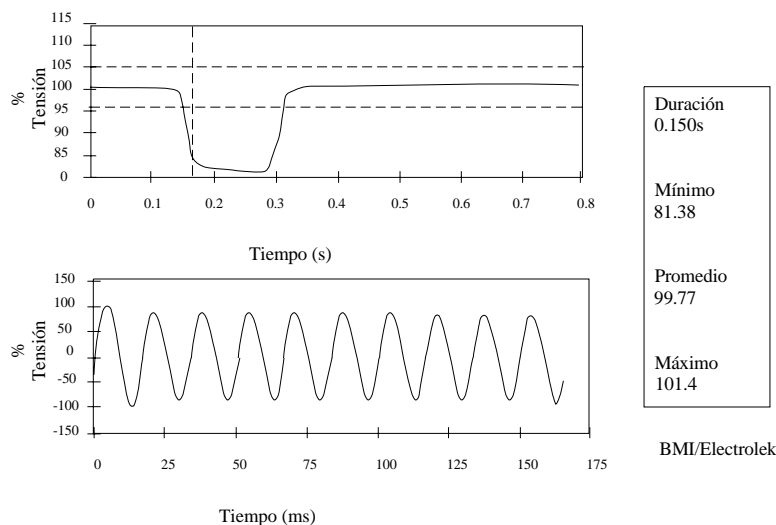


Figura 3.15. Ejemplo de sag durante una falla en un circuito paralelo (variación de la tensión RMS de las fases C-A).

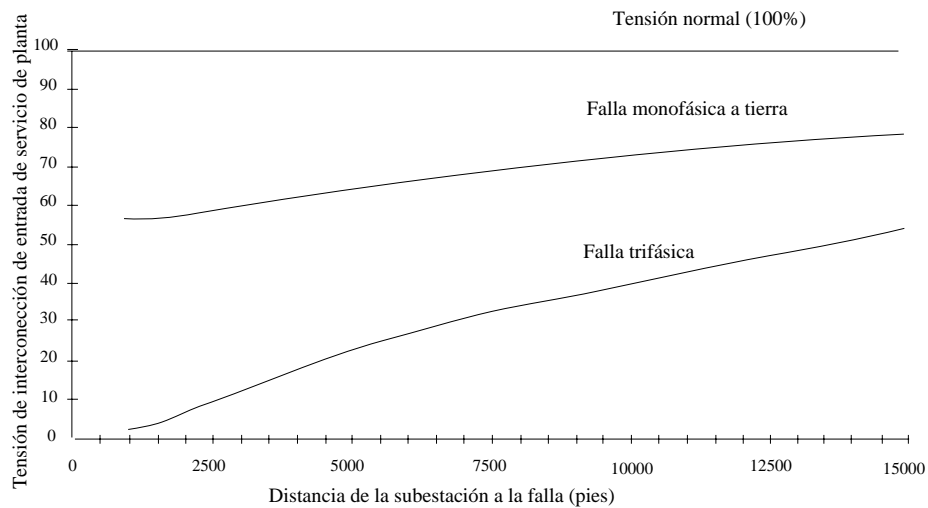


Figura 3.16. Tensión de barra fase-fase (%) en función de la localización de la falla en un alimentador paralelo.

Nótese que una condición de falla línea a tierra resulta en una caída momentánea mucho más severa que una condición de falla trifásica debido a la conexión Δ -Y del transformador en la planta.

Las caídas momentáneas de tensión relacionadas con el sistema de transmisión son mucho más consistentes en duración que las caídas momentáneas relacionadas con el sistema distribución. Puesto que existen cantidades grandes de energía asociadas con las fallas en el sistema de transmisión, ellas son despejadas muy rápidamente (de 3 a 6 ciclos, que es el tiempo total para detección de la falla y para la operación del interruptor).

Normalmente los consumidores no experimentan una interrupción cuando hay una falla en una línea de transmisión porque estos sistemas están enlazados (anillados) y no como en el sistema distribución que es radial. Esto significa que si una línea se dispara o está fuera de servicio, el resto del sistema suplirá la carga.

Si ocurre una falla en el sistema de 115kV, los relés censarán la falla y los interruptores A y B abrirán para despejar la falla. Mientras la falla esté en el sistema de transmisión, el sistema de potencia completo, incluyendo el sistema distribución, experimentará una caída momentánea de tensión.

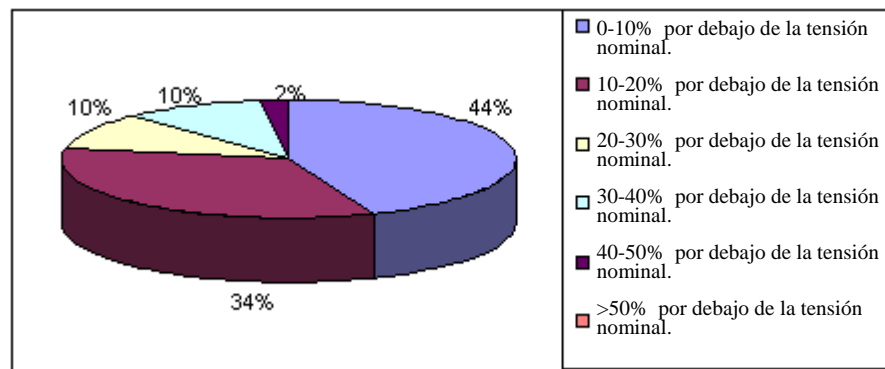


Figura 3.17. Magnitudes de sags en porcentaje por debajo de la tensión nominal en una planta industrial.

La Figura 3.17 muestra la magnitud de caídas momentáneas de tensión medidas en una planta industrial alimentada desde un sistema de 115kV. La mayoría de las caídas momentáneas estuvieron 10 a 30% por debajo de la tensión nominal.

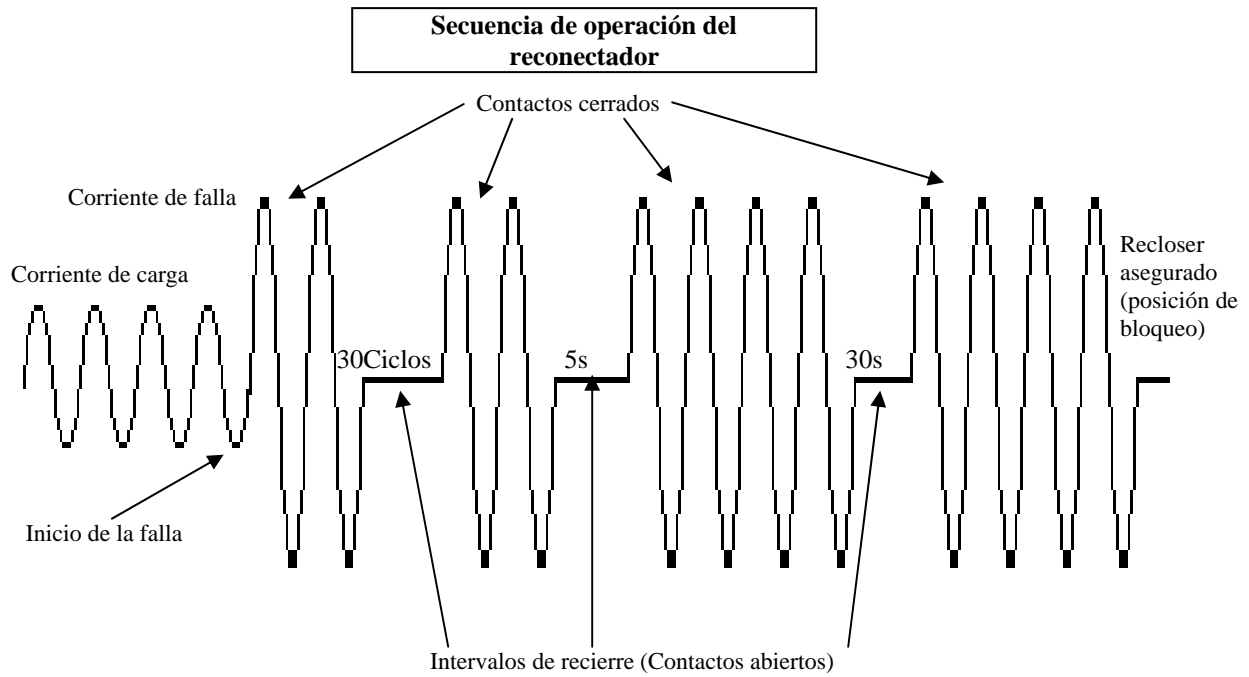


Figura 3.18. Secuencia típica de operación de un reanclador (Recloser).

Con la operación de recierres del interruptor de una subestación, los consumidores de alimentadores paralelos pueden experimentar hasta 4 caídas momentáneas sucesivas con duraciones que van desde 2 ciclos a más de 10 ciclos (ver secuencia típica en la Figura 3.18).

Las características de tensión en el punto del usuario en un alimentador paralelo se verá como el dibujo de la Figura 3.19 (una operación de recierre).

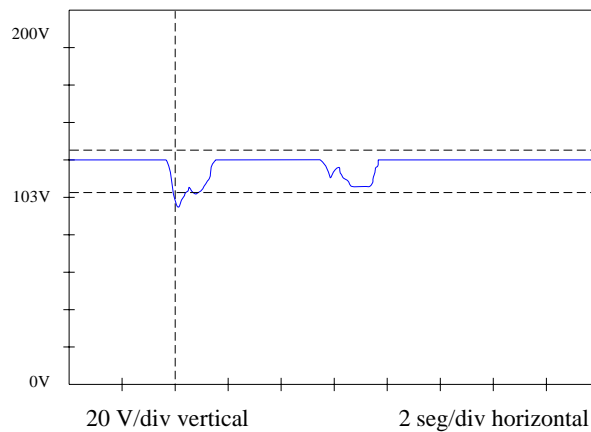


Figura 3.19. Sag de tensión en el punto de alimentación del usuario.

3.4.3. Tensión en una planta industrial durante fallas monofásicas línea a tierra en el sistema de alimentación

Las fallas monofásicas línea-tierra (SLGF) en un sistema alimentador son la causa más común de caídas momentáneas de tensión en una planta industrial. En la Figura 3.20 se muestra la ubicación de la falla y en la Figura 3.21 se muestran las cargas típicas.

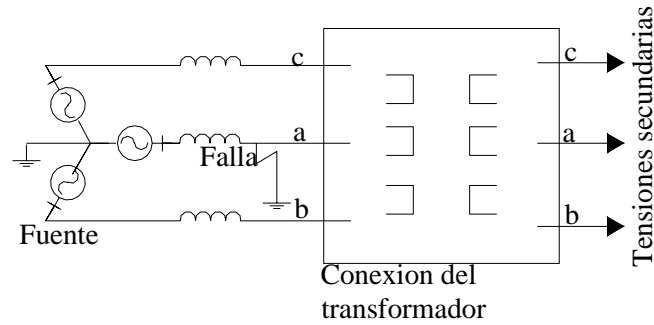


Figura 3.20. Falla simple línea-tierra cerca de la subestación.

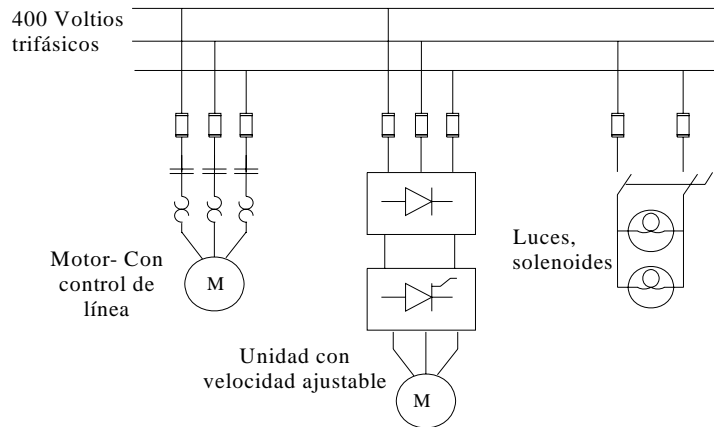
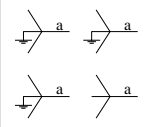
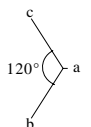
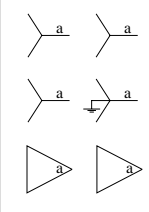
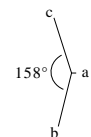
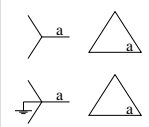

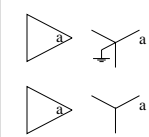
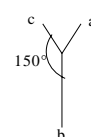


Figura 3.21. Cargas trifásicas y monofásicas típicas.

Tabla 3.1. Tensiones secundarias del transformador con una falla simple línea-tierra en el primario.

Conexión del transformador	fase - fase			fase - neutro			Diagrama fasorial
	Vab	Vbc	Vca	Vab	Vbc	Vca	
	0.58	1.00	0.58	0.00	1.00	1.00	
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88	
	0.33	0.88	0.88	---	---	---	
	0.88	0.33	0.33	0.58	1.00	0.58	

La tensión de la fase fallada cae a cero en el punto de la falla. La tensión en la subestación y en los alimentadores paralelos dependerá de la distancia a la falla desde la subestación. En sistemas de transmisión, la tensión de la fase fallada en un punto remoto depende de la impedancia total de los circuitos.

Las cantidades importantes para el equipo sensible son las tensiones en la barra del consumidor. Estas tensiones dependerán de las conexiones del transformador entre el sistema fallado y la barra del consumidor. Para una falla en el sistema distribución, el peor caso ocurre cuando la falla está cerca de la barra de la subestación. Efectivamente, esto es lo mismo que una falla cerca al primario del transformador del usuario (Figura 3.20). Las tensiones en la barra del consumidor serán luego una función de las conexiones del transformador del usuario como se indica en la Tabla 3.1. El lector puede pensar que una SLGF en el primario de un transformador Y aterrizado- Δ puede resultar en una tensión cero alrededor de uno de los devanados secundarios. En cambio, las corrientes de falla circulando en los devanados secundarios en Δ resultan en una tensión en cada devanado. La magnitud de las tensiones secundarios más bajas dependen de la relación:

$$\alpha = \frac{X_T}{X_T + X_S} \quad 0 < \alpha < 1 \quad (3.1)$$

donde: X_T = Reactancia de cortocircuito del transformador
 X_S = Reactancia equivalente de la fuente

Para distribución de potencia industrial, la relación α está muy asociada a la unidad y las relaciones de la Tabla 3.1 son para este caso.

Aún con una SLGF en el primario del transformador, la caída momentánea de tensión en la barra del consumidor no será más baja del 33% del valor normal. Estas fallas explican la gran mayoría de las fallas en el sistema de potencia.

3.5. Elevaciones momentáneas de tensión (Voltage swells)

La ocurrencia de fallas a tierra en sistemas trifásicos causa que las tensiones en las fases no falladas se eleven con respecto a tierra como se muestra en la Figura 3.22.

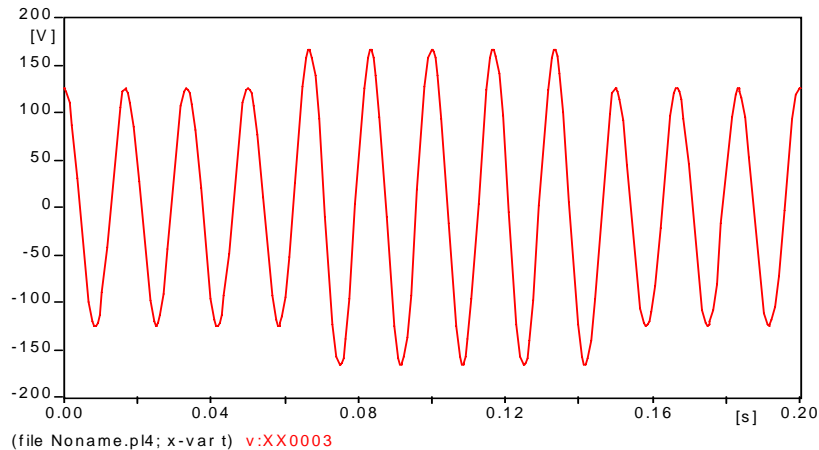


Figura 3.22. Elevaciones momentáneas de tensión.

Este incremento de tensión puede ser aproximadamente del 30% para sistemas de 4 hilos multiterrizado y sobre el 70% para sistemas de 3 hilos. La duración de esta sobretensión temporal depende de la protección del sistema y puede ir desde medio ciclo hasta minutos.

La magnitud de las sobretensiones durante fallas a tierra son particularmente importantes para el dimensionamiento y operación adecuados del pararrayos. La máxima magnitud de sobretensiones temporales que ocurren durante fallas línea-tierra para diferentes diseños de sistemas de distribución y de acuerdo a IEEE C62.92 de 1991 son los siguientes:

- Para sistemas no puestos a tierra 1.82E_{L-T}
- Para sistemas de 4 hilos con puestas múltiples a tierra (spacer cable) 1.5E_{L-T}
- Para sistemas de 3 ó 4 hilos con una puesta a tierra (cable desnudo) 1.4E_{L-T}
- Para sistemas de 4 hilos con puestas múltiples a tierra (cable desnudo y pararrayos de carburo de silicio) 1.25E_{L-T}
- Para sistemas de 4 hilos con puestas múltiples a tierra (cable desnudo y pararrayos MOV) 1.35E_{L-T}

E_{L-T} = tensión nominal línea-tierra del sistema.

Muchas empresas de energía están usando un factor más conservativo de 1.35 cuando se emplean pararrayos del Metal Oxid-Varistor (MOV), ya que éstos son más sensibles a sistemas de puesta a tierra muy pobres y a la mala regulación y saturación reducida encontrada en los transformadores más nuevos.

3.6. Transitorios de tensión

Los transitorios de tensión en un sistema de potencia son el problema más común visto por los usuarios de computadores. Estos transitorios pueden ser la causa de pérdidas de datos, falsos disparos y fallas de equipo. Muchos de estos transitorios son generados por el mismo usuario. Otros son el resultado de descargas atmosféricas en la red primaria y por suicheo de equipos.

Los transitorios por descargas atmosféricas en el sistema de baja tensión pueden ocurrir por descarga directa a los circuitos secundarios o por descargas en el circuito primario y que pasan a través del transformador de distribución. Aunque los transitorios que pasan a través del transformador son de magnitud reducida, esta reducción no se debe a la relación de espiras, ya que los devanados del transformador eléctricamente parecen ser un divisor capacitivo para el pico de tensión de frente escalonado. Las tensiones de la descarga atmosférica sobre el alimentador primario son limitadas a los niveles de aislamiento de los equipos (aproximadamente 95 a 300kV pico para un sistema clase 15kV) y a los transitorios residuales de los pararrayos tal como se muestra en la Figura 3.23.

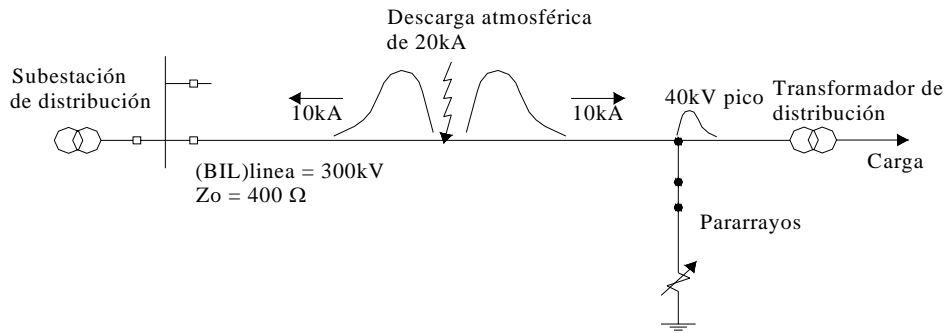


Figura 3.23. Descarga inducida por un rayo.

Aunque la mayoría de los usuarios de equipo sensible saben que sus equipos están sujetos a picos de tensión, muchos de ellos no conocen sobre la magnitud o la fuente de los transitorios. Los transitorios vistos por el equipo electrónico, vienen de la red de distribución así como de las instalaciones del mismo usuario (por ejemplo el encendido y apagado del aire acondicionado o por el despeje de una falla algunas veces dentro del mismo equipo electrónico). En estos casos, el transitorio de tensión se debe al rápido cambio a través de la inductancia del cableado. Las magnitudes de estos transitorios pueden ser muy altas.

Resultados de registros reales indican lo siguiente:

3.6.1. Impulsos generados internamente

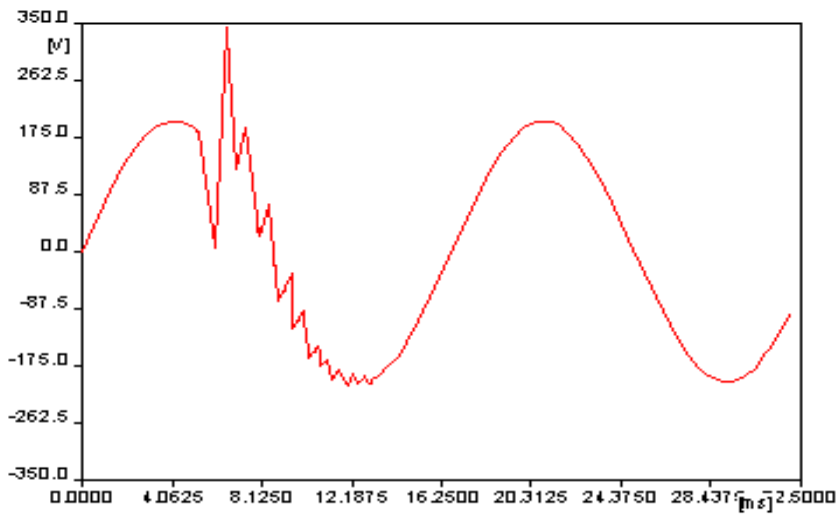


Figura 3.24. Efectos del suicheo de capacitores.

Los impulsos causados por suicheo de carga son probablemente los que más se repiten. Ellos pueden generalmente estar asociados con un dispositivo específico, probablemente operando erráticamente o excitando la frecuencia natural del sistema de cableado. No están relacionados con descargas atmosféricas o disturbios del sistema distribución. Estudios estadísticos estiman que el 2.4% de los consumidores, en una muestra internamente, generó impulsos que superan los 1200 voltios y se han observado picos hasta de 2500 voltios. Estos impulsos se repiten muchas veces durante un día. El suicheo de bancos de capacitores es una de las fuentes más comunes de transitorios por suicheo. La Figura 3.24 ilustra esto.

3.6.2. Impulsos por descargas atmosféricas

Son causados por las condiciones geográficas y meteorológicas locales. Un estudio que involucró a más de 400 localidades reveló que muchas descargas atmosféricas causan picos por encima de los 3000 voltios, hasta 5600 voltios. Las descargas atmosféricas producen salidas momentáneas o caídas momentáneas de tensión debido a fallas línea-línea o línea-tierra. Algunas veces resultaron en salidas permanentes. Equipos comunes en los edificios de oficinas como máquinas fotocopadoras, ascensores, impresoras de rayo láser, son los mayores causantes de transitorios.

3.7. Características de un transitorio

Un impulso transitorio o disturbio, es un cambio mayor en la forma de onda de la onda seno normal de tensión AC. Esta dura desde una fracción de microsegundos hasta 5 milisegundos.

Como se dijo antes, puede resultar de eventos naturales (descargas atmosféricas), descargas electrostáticas, o por el uso de ciertos tipos de equipo electrónico, o en el sitio o en algún otro lugar. Un transitorio puede ocurrir no solamente en un sistema de potencia, sino también en telecomunicaciones, en líneas de datos, etc.

Un cambio repentino en un circuito eléctrico causará un transitorio de tensión debido a la energía almacenada contenida en la inductancia y la capacitancia de los circuitos. La amplitud y duración del transitorio depende de los valores de L y C, y de la forma de onda aplicada.

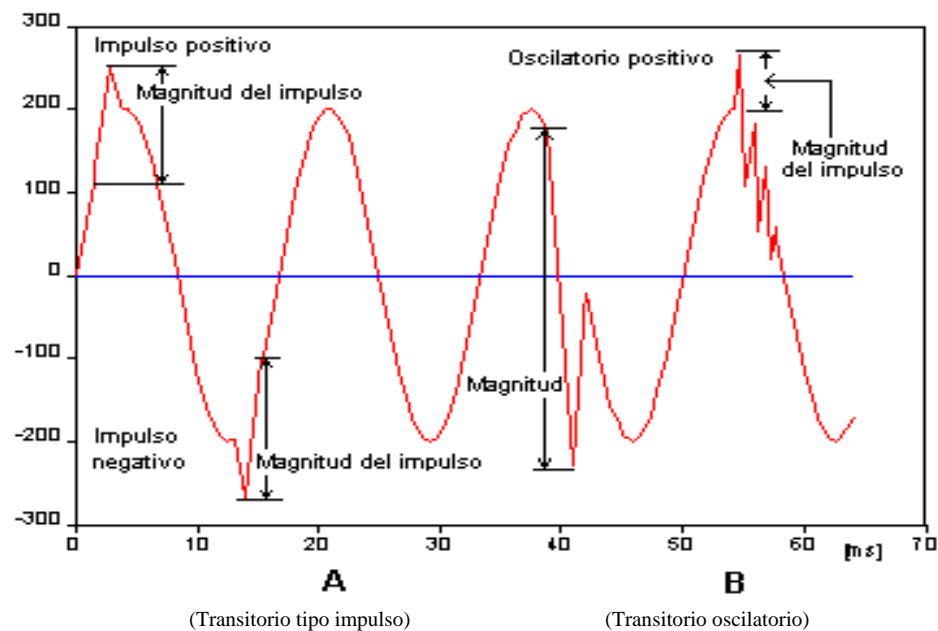


Figura 3.25. Tipos de transitorios.

3.7.1. Transitorio tipo impulso

Tiene una rápida elevación y cae más suavemente pero contiene alta energía (se eleva a cientos o aún a miles de voltios) y es unipolar. Puede durar desde unos pocos microsegundos hasta 200 microsegundos. Un impulso transitorio típico, como se ve en la Figura 3.25A, tiene la magnitud medida desde el punto en el cual ocurre en la onda seno, no desde la tensión cero. Es llamada spike (pico) si se adiciona a la onda seno, y notch (hendidura) si se resta de la onda seno.

3.7.2. Transitorio tipo oscilatorio

Se eleva rápidamente en el tiempo, las oscilaciones decaen exponencialmente y contienen más baja energía que el impulso (250 a 2500 voltios). Un transitorio oscilatorio como se ve en la Figura 3.25B puede durar un ciclo (16.7ms) o aún más, y puede tener frecuencias desde unos pocos cientos de ciclos hasta muchos MHz.

3.7.3. Transitorio de modo normal

Es un transitorio de tensión que aparece entre 2 conductores cualesquiera de potencia o conductores de señal. El término "Modo Normal" es usualmente aplicado a un circuito monofásico con 2 líneas (F y N) y un conductor de tierra, como se muestra en la Figura 3.26A. Sin embargo, el concepto de modo normal puede ser extendido a sistemas trifásicos si el transitorio de tensiones no involucra tierra. Un transitorio de modo normal puede aparecer entre no justamente una línea, sino en muchas líneas con tal de que ninguna de las líneas sea tierra.

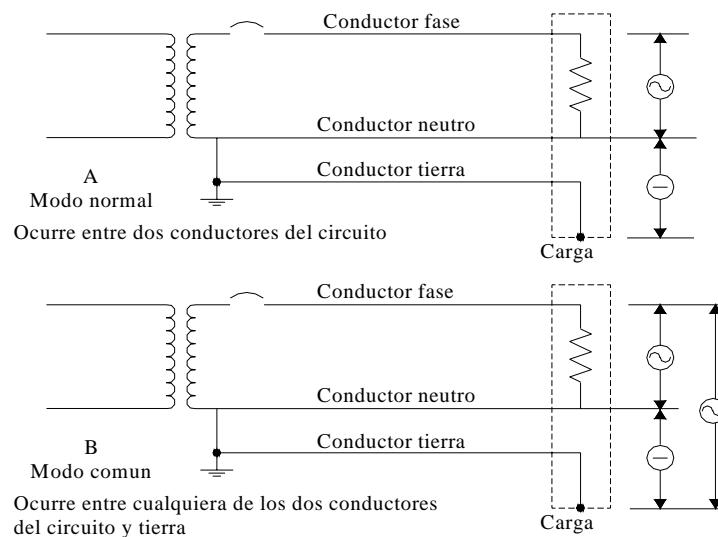


Figura 3.26. Tipos de transitorios en un circuito ramal monofásico.

3.7.4. Transitorio de modo común

Generalmente aparece de igual forma entre el conductor de fase de potencia o de señal y el conductor de tierra. El transitorio de modo común puede definirse como cualquier diferencia de potencial no deseada entre todos los conductores del circuito y tierra para circuitos monofásicos como se ve en la Figura 3.26B.

En un circuito de potencia trifásico en Y aterrizado los transitorios de modo común pueden también definirse como la diferencia de potencial entre neutro y tierra, ya que el neutro es el punto medio de las 3 fases y cualquier disturbio que pueda afectar las 3 fases simultáneamente con respecto a tierra puede también aparecer como una diferencia de potencial entre neutro y tierra.

Un transitorio de modo común puede alcanzar un nivel de severidad de miles de voltios como resultado de diferencias de potencial a tierra muy altas causadas por descargas atmosféricas y pulsos electromagnéticos.

3.8. Armónicos

3.8.1. Causas principales

En un sistema de potencia ideal, la tensión suministrada al equipo del consumidor y la corriente de carga resultante son ondas seno perfectas. Sin embargo, en la práctica, las condiciones nunca son ideales, así que estas formas de onda son con frecuencia distorsionadas. Esta desviación de la onda seno perfecta es expresada en términos de la distorsión armónica de las formas de onda de corriente y de tensión.

Los problemas de distorsión armónica no son nuevos para las empresas de energía. En efecto, tal distorsión fue observada por el personal de operación de una empresa de energía hacia los años de 1920 y fueron provocadas por cargas no lineales conectadas a los sistemas de distribución de dichas empresas.

Los componentes del sistema de potencia son primordialmente diseñados para servir cargas lineales o cargas que tienen una distorsión de corriente mínima.

El creciente uso de convertidores electrónicos y de potencia estáticos ha causado un creciente interés sobre la generación de corrientes armónicas y los efectos que esas corrientes tienen sobre el sistema de potencia incluyendo los sistemas de distribución de los edificios, cualquier sistema de generación local y el sistema de distribución de la empresa de energía. El tópico de distorsión de corriente armónica y los convertidos estáticos son con frecuencia aplicados sólo a sistemas de potencia industriales donde los grandes convertidores de potencia son usados para accionamiento de motores, calentadores eléctricos, UPS. Sin embargo, con la aplicación de la electrónica a casi todas las cargas eléctricas, desde los electrodomésticos del consumidor hasta los controles de procesos industriales, una multitud de convertidores de potencia estáticos están presentes en cada tipo de sistema de potencia (residencial, comercial e industrial), conduciendo a un interés individual acerca de la distorsión de corriente armónica. Los convertidores estáticos incluyen no solamente los grandes convertidos de potencia SCRs sino también diodos rectificadores de las fuentes de potencia electrónicas.

Las principales fuentes de armónicos son las siguientes:

- Equipos de cómputo: computadores personales, mini computadores, estaciones de trabajo, disk drivers, impresoras láser, comunicaciones.
- Fotocopiadoras.
- Sistemas de potencia ininterrumpida (UPS).
- Sistemas cargadores de baterías.
- Alternadores electrónicos.
- Accionamientos de frecuencia variable (VFDs).
- Controladores electrónicos de ascensores.
- Convertidos de frecuencia para motores síncronos y de inducción.
- Rectificadores.
- Accionadores de estado sólido.
- Hornos de arco y de inducción.
- Lámparas de encendido electrónico.
- Transformadores sobrecitados.
- Lámparas fluorescentes (y su accionador electrónico).

- Contactores vibratorios.
- TV, lámparas de descarga.
- Circuitos magnéticos saturables (transformadores, etc.).

3.8.2. Historia

En el pasado, los generadores DC, accionados con motor AC, conocidos como conjunto moto-generadores (MG) proporcionaron la energía a motores y cargas que requerían potencia DC. El enlace mecánico no solamente transmitió la potencia eléctrica entre los 2 sistemas sino que efectivamente aisló un sistema del otro.

El advenimiento de la electrónica de estado sólido de bajo costo hizo formas posibles y modernas de conversión de potencia. Los rectificadores estáticos y los accionamientos comenzaron a reemplazar los viejos métodos, sin embargo, representaron problemas nuevos inherentes al sistema que llegaron a ser especialmente perjudiciales toda vez que la unidad convertidora de estado sólido y/o su carga representaba una porción sustancial de los requerimientos de potencia del sistema total.

Al principio, el mayor problema de sistema fue el pobre factor de potencia asociado con la rectificación estática de fase controlada. Los requerimientos económicos y de regulación de tensión del sistema con frecuencia hicieron mejorar el factor de potencia del sistema logrado con la adición de capacitores shunt para corregir el factor de potencia. Desdichadamente, la aplicación de estos capacitores creó otros problemas al sistema.

Con la presencia de armónicos, equipos electrónicos tales como computadoras, sistemas telefónicos y controladores pueden responder incorrectamente a las entradas normales, no responden a todas ellas, o dan falsas salidas.

3.8.3. Teoría

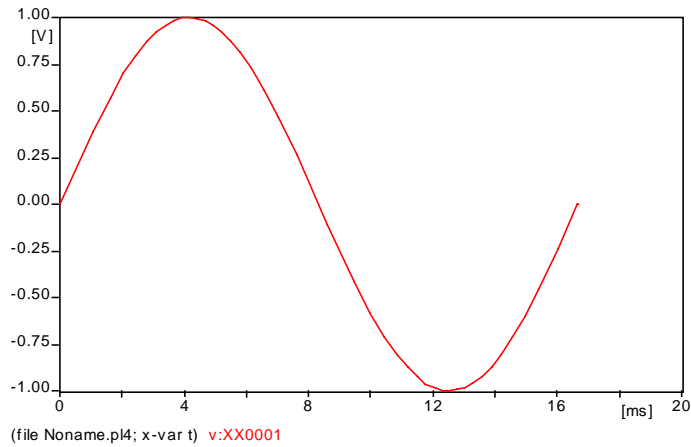
Un armónico puede ser definido como " un componente sinusoidal de una onda periódica o cantidad que tiene una frecuencia que es un múltiplo entero de una frecuencia fundamental ". Es decir, un armónico se entiende como tensiones y/o corrientes presentes en un sistema eléctrico a un múltiplo de la frecuencia fundamental (180, 300, 420, 540, 600Hz, etc.).

La Figura 3.27A describe la onda sinusoidal de 60Hz representativa de las formas de onda y reales de corriente y tensión encontradas en sistemas de potencia. La onda seno tiene un valor pico de 1.0 pu La Figura 3.27B muestra una onda seno de 300Hz (referida como un 5° armónico) con un pico de 0.2 p.u. Las 2 ondas seno difieren en frecuencia y magnitud.

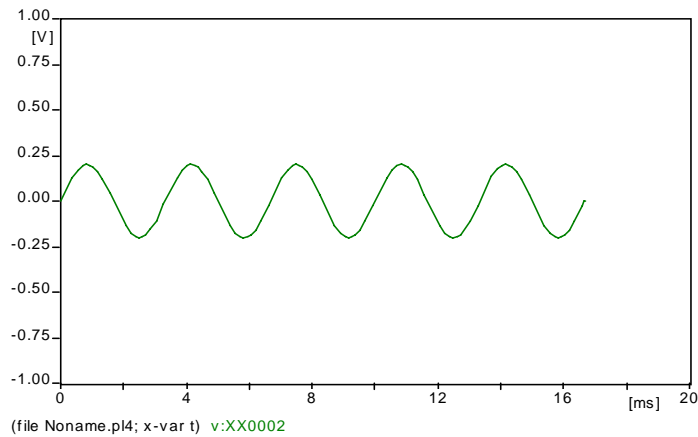
La Figura 3.27C ilustra la forma de onda resultante de la suma de las figuras de 3.27A y 3.27B. La forma de onda resultante ya no es una onda senoidal suave sino que está distorsionada por la presencia de un armónico.

Los problemas de un sistema eléctrico plagado con formas de onda similares a la de la Figura 3.27C pueden ser más fácilmente entendidos y analizados en términos de tensiones y corrientes armónicas individuales. De acuerdo con la teoría de análisis de Fourier, cualquier forma de onda periódica que se desvía de una onda senoidal de amplitud constante, contiene armónicos que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Los armónicos de una forma de onda distorsionada pueden representarse por series de Fourier.

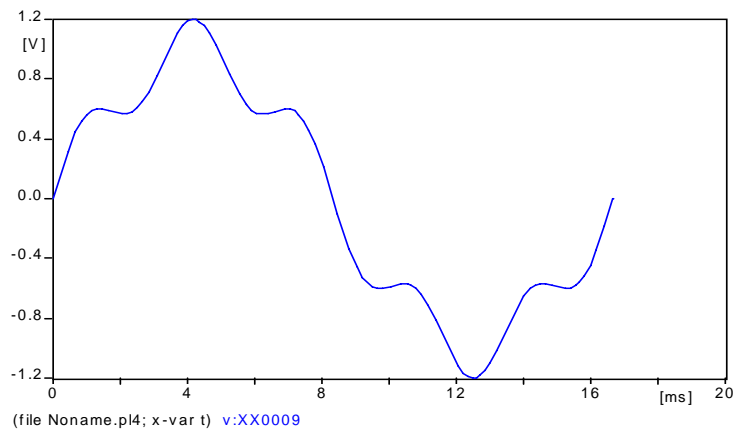
Así, el análisis de Fourier es aplicado a formas de onda similares a la de la Figura 3.27C. Por la aplicación de las técnicas de análisis de Fourier, una forma de onda distorsionada puede ser separada en una serie de formas de onda sinusoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de 60Hz. Así, la forma de onda de la Figura 3.27C, es la suma de las formas de onda de las Figuras 3.27A y 3.27B.



A. Señal de 60Hz



B. Señal de 300Hz



C. Señal total

Figura 3.27. Señal con tercer armónico.

3.8.4. Definición de distorsión armónica. THD

La THD es definida como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las magnitudes de las componentes armónicas individuales dividido por la magnitud de la componente fundamental. La componente fundamental es con frecuencia de mayor interés, además de ser al componente de mayor magnitud. Para sistemas de potencia, la frecuencia fundamental es la frecuencia natural del sistema.

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f} = \text{Distorsión armónica total} \quad (3.2)$$

donde:

I_h = Componente armónica

h = Número del armónico

I_f = Componente fundamental

La Tabla 3.2 y la Figura 3.28 muestran la relación entre la magnitud de las corrientes armónicas y el porcentaje de TDH. Nótese que existe una relación no lineal entre la magnitud de los componentes armónicos y el % THD y que los THD mayores del 100% son posibles.

Una figura alternativa de mérito expresa la distorsión total armónica relacionada con el valor RMS de la forma de onda entera y no justamente con la componente fundamental:

$$\% \text{ distorsión} = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{\sqrt{I_f^2 + \sum I_2^2}} \quad (3.3)$$

En esta forma, como se muestra en la Figura 3.29 y la Tabla 3.2, el % THD no debería exceder el 100% y debería ser una relación lineal entre la magnitud de los componentes armónicos y el THD.

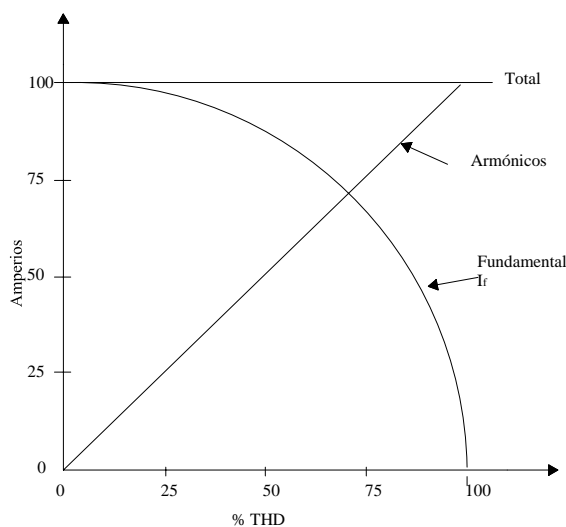


Figura 3.28. Relación entre los componentes armónicos y el THD.

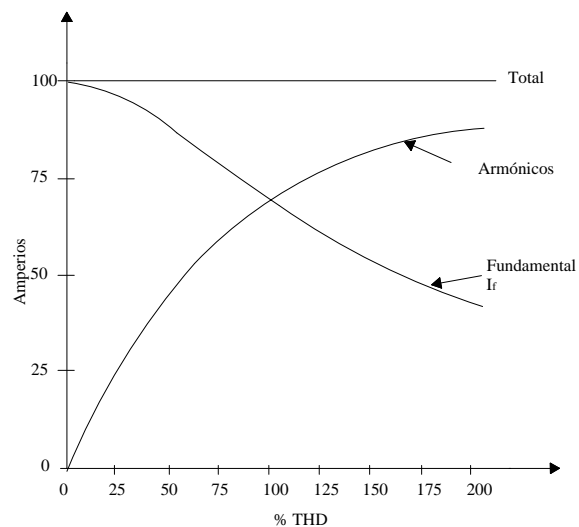


Figura 3.29. Relación entre los componentes armónicos y la definición alternativa de distorsión.

Tabla 3.2. Relaciones entre los componentes armónicos y el THD.

Componente Fundamental I_f	Componentes Armónicos $\sqrt{\sum I_h^2}$	RMS Total $\sqrt{I_f^2 + \sum I_h^2}$	Porcentaje de THD $\frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f}$	Definición alternativa de distorsión. $\frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{\sqrt{I_f^2 + \sum I_h^2}}$
100.00	0.50	100.00	0.50%	0.50%
99.99	1.00	100.00	1.00%	1.00%
99.98	2.00	100.00	2.00%	2.00%
99.95	3.00	100.00	3.00%	3.00%
99.92	4.00	100.00	4.00%	4.00%
99.87	5.00	100.00	5.01%	5.00%
99.82	6.00	100.00	6.01%	6.00%
99.75	7.00	100.00	7.02%	7.00%
99.68	8.00	100.00	8.03%	8.00%
99.59	9.00	100.00	9.04%	9.00%
99.50	10.00	100.00	10.05%	10.00%
98.87	15.00	100.00	15.17%	15.00%
97.98	20.00	100.00	20.41%	20.00%
96.82	25.00	100.00	25.82%	25.00%
95.39	30.00	100.00	31.45%	30.00%
91.65	40.00	100.00	43.64%	40.00%
86.60	50.00	100.00	57.74%	50.00%
80.00	60.00	100.00	75.00%	60.00%
71.41	70.00	100.00	98.02%	70.00%
60.00	80.00	100.00	133.33%	80.00%
43.59	90.00	100.00	206.47%	90.00%

Para niveles más bajos de THD (menores del 10%), que es un rango práctico de distorsiones de tensión en sistemas de potencia, existe una muy pequeña diferencia entre los 2 métodos para describir el THD (menos de 0.05% de diferencia). Sin embargo, para niveles más altos de THD, tales como las distorsiones reales de las corrientes de cargas no lineales, existe una diferencia significativa. Por ejemplo, para distorsiones de corriente armónica superiores al 140%, el THD que ha medido para sistemas de computadores personales con distorsiones de corriente superiores al 750%.

Cuando se trata de sistemas de potencia, es necesario conocer la cantidad de componentes fundamental y/o distorsión. Normalmente lo que se conoce es el valor RMS de la forma de onda total y el THD.

Con la definición tradicional de THD, es complicado y tedioso separar el valor RMS total en los componentes fundamentales y de distorsión armónica.

$$\text{Componentes armónicas} = \sqrt{\sum I_h^2} = \text{THD} \cdot I_{\text{RMS}} \cdot \sqrt{\frac{1}{1 + (\text{THD})^2}} \quad (3.4)$$

$$\text{Componente fundamental} = \sqrt{I_{\text{RMS}}^2 - I_h^2} \quad (3.5)$$

Con la definición alternativa de distorsión armónica (THDp), la determinación de componentes fundamental y de distorsión armónica, dados los valores RMS, puede ser más tediosa aún.

$$\text{Componentes armónicas} = \sqrt{\sum I_h^2} = \text{THD}_P \cdot I_{\text{RMS}} \quad (3.6)$$

$$\text{Componente fundamental} = \sqrt{I_{\text{RMS}}^2 - I_h^2} \quad (3.7)$$

Esta definición alternativa de distorsión, puede también ser más consistente con otros sistemas electrónicos que usan cantidades tales como el factor de potencia que relaciona directamente las componentes rectangulares de potencia real y aparente.

3.8.5. Ejemplos de distorsión armónica

Los dispositivos de conmutación de estado sólido que usan diodos, tiristores, etc., como el simple rectificador monofásico de onda completa, producen una corriente rica en armónicos como se ve en la Figura 3.30, aunque la forma de onda de la tensión de entrada es senoidal.

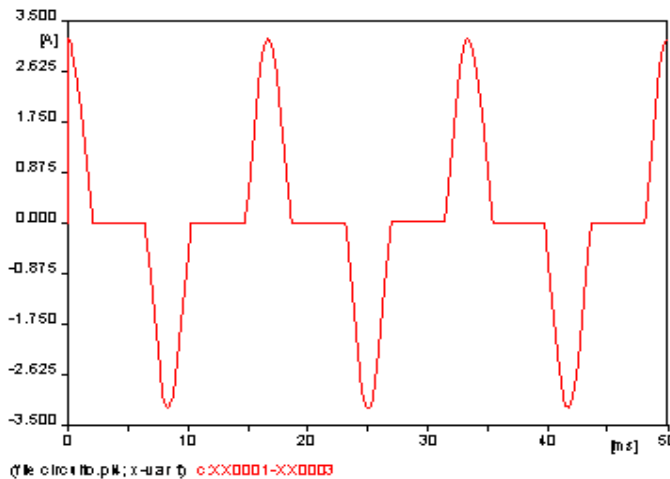


Figura 3.30. Forma de onda de corriente producida por un rectificador.

Igualmente, un transformador que opera a una tensión más alta que su tensión de operación normal puede ser empujado dentro de su región de saturación (ver Figura 3.31) donde se produce un contenido de armónicos grande (ver Figura 3.32).

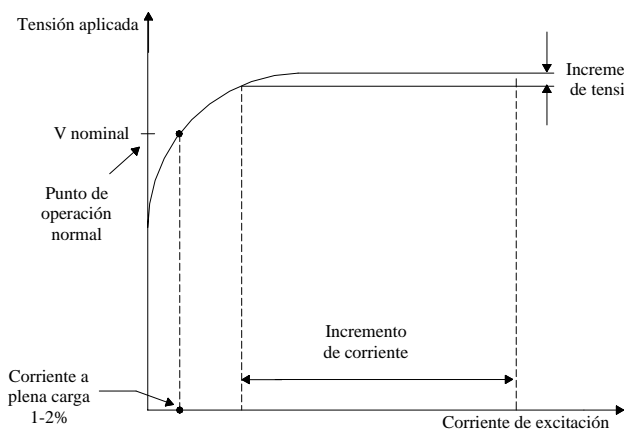


Figura 3.31. Tensión aplicada vs. corriente de excitación de un transformador.

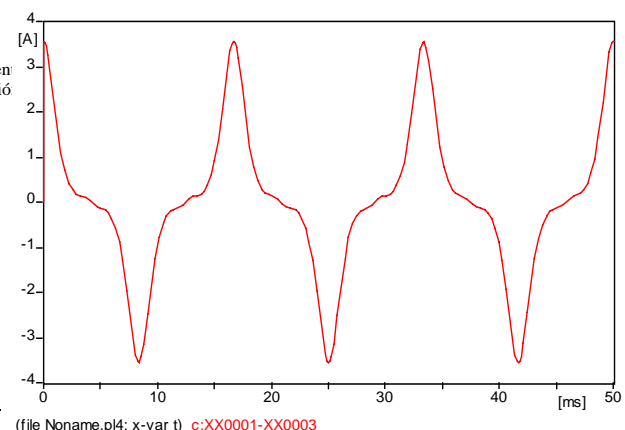


Figura 3.32. Corriente de excitación no senoidal de un transformador.

La Figura 3.33 muestra otros ejemplos de distorsión armónica:

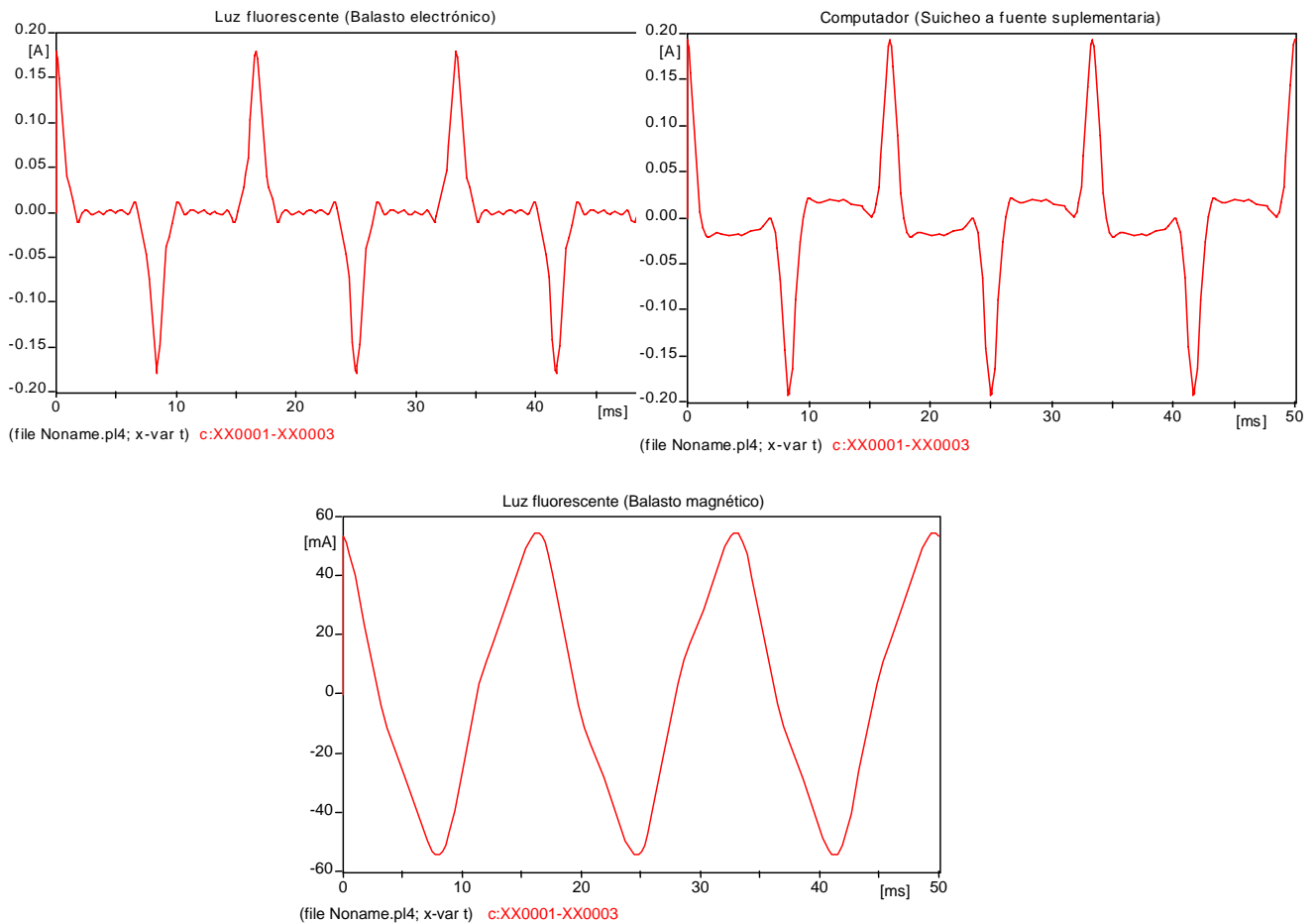


Figura 3.33. Otros ejemplos de distorsión de fuentes comunes.

3.8.6. Síntomas de armónicos

Los principales síntomas de los armónicos son los siguientes:

- Sobrecalentamiento y daño de conductores eléctricos, particularmente del neutro en sistemas trifásicos.
- Sobrecalentamiento y falla prematura de transformadores, inclusive incendio.
- Reducción de la eficacia, sobrecalentamiento y falla prematura en motores de inducción debido a:
 - Corrientes armónicas.
 - Tensiones armónicas.
 - Corrientes de secuencia negativa, particularmente del quinto armónico.
- Falla de conectores de potencia en equipos modulares de oficinas.
- Distorsión de la tensión de línea en alimentadores y circuitos ramales alimentados desde fuentes de alta impedancia (generadores, transformadores y reguladores de alta impedancia, alimentadores primarios, etc.).
- Disparo indeseado de interruptores y relés.
- Quema de fusibles (de bancos de condensadores).
- Sobrecalentamiento de pasatapas.
- Sobrecalentamiento y sobrecarga de generadores de emergencia.

- Sobrecalentamiento y falla de bancos de capacitores para corrección del factor de potencia.
- Inducción de ruido en las líneas (por acople magnético o electromagnético entre circuitos de potencia eléctrica y de comunicaciones).
- Interferencia con sistemas de transmisión por onda portadora PLC.
- Mal funcionamiento de relés.
- Mal funcionamiento de dispositivos de estado sólido.
- Errores en equipos de medida.
- Interferencia con controladores de motores.
- Interferencia telefónica.
- Aumento de pérdidas (óhmicas y dieléctricas) en conductores.
- Medidas falsas y operación inoportuna de reguladores, relés y contactores.
- Elevaciones de temperatura adicionales, especialmente en el caso de motores de jaula de ardilla.
- Sobrecalentamiento de neutros.

El horno de arco es una de las cargas no lineales que aporta más altos niveles de corriente armónica a los sistemas eléctricos. En la Figura 3.34 se muestra la onda de tensión aplicada a la barra de 30kV de una pareja de hornos de arco, la respuesta no lineal del horno dará como resultado una onda de corriente rica en armónicos. La corriente de carga distorsionada causa luego tensiones distorsionadas en la barra y que aparecen en todas partes del sistema.

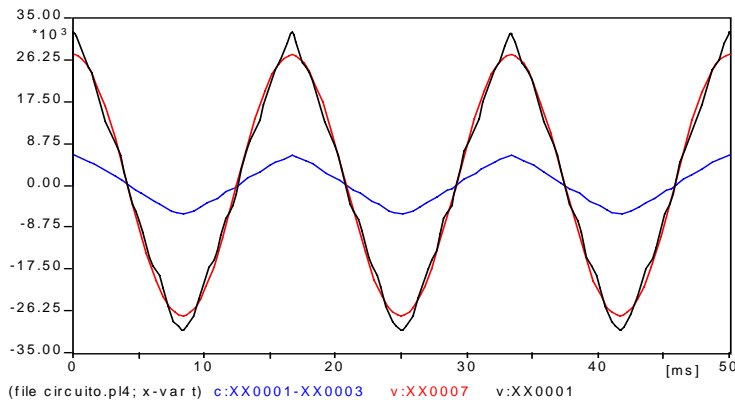


Figura 3.34. Ondas de corriente y de tensión distorsionadas por un horno de arco.

En el pasado, las fuentes de armónicos (no lineales) no fueron muy usadas, y niveles de armónicos bajos (cuando ocurrían terceros armónicos) fueron mitigados mediante el uso de conexiones Δ -Y en el transformador.

Hoy sin embargo, el interés por los armónicos es incrementado por tres primeras razones:

1. La proliferación de convertidores de potencia estáticos (cargas no lineales).
2. Probabilidad adicional de que se presenten circuitos resonantes a causa de capacitores para corregir factor de potencia.
3. Más equipos del sistema de potencia y cargas de consumidores son más sensibles a armónicos.

3.8.7. Influencia sobre el diseño de bancos de capacitores

El criterio fundamental para diseñar bancos de capacitores es evitar que hagan resonancia en armónicos enteros $\pm 20\%$ y tratar de mantener una mejora de tensión menor del 10%. Así es que la frecuencia de resonancia no debe estar entre los siguientes armónicos: $3^\circ \pm 20\%$, $5^\circ \pm 20\%$, etc., donde los armónicos

impares producen más problemas de distorsión en la onda sinusoidal principal de corriente que los armónicos pares.

Ejemplo 3.1. Considérese el circuito de la Figura 3.35 cuyos datos se consignan allí mismo.

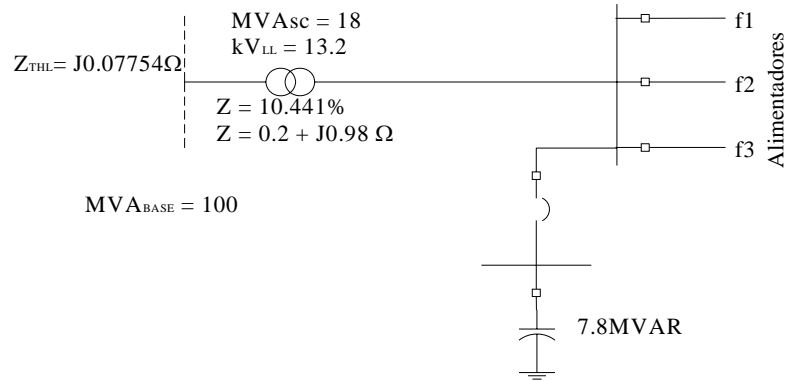


Figura 3.35. Circuito del ejemplo 3.1.

La impedancia del banco de capacitores es:

$$X_C = \frac{kV_{LL}^2}{MVAR} = \frac{13.2^2}{7.8} = 22.338\Omega$$

Para convertir la impedancia del banco de ohmios a porunidad, es necesario dividirla entre la impedancia base en el punto de conexión donde la base escogida es 100MVA:

$$Z_{BASE} = \frac{kV_{LL}^2}{MVA_{BASE}} = \frac{13.2^2}{100} = 1.7424\Omega$$

$$X_{C_{pu}} = \frac{MVA_{BASE}}{MVAR} = \frac{100}{7.8} = 12.82pu$$

La impedancia total inductiva Z_{TL} a considerarse, es el resultado de la suma de las impedancias de Thevenin Z_{THL} que se ve hacia el sistema, la cual se halla mediante flujos de estudios de carga más la impedancia del transformador Z_T en pu, calculada por el fabricante en condición de enfriamiento natural cuya magnitud es igual a $j0.98\%$, impedancia esta que es sumada sólo si el banco está conectado en el secundario del transformador; de lo contrario (banco conectado en el primario) no es considerada Z_T pues el banco sólo hace resonancia con la Z del sistema (Z_{THV}),

$Z_{TL} = Z_{THL} pu + Z_T pu$: banco conectado en el secundario.

$Z_{TL} = Z_{THL} pu$: banco conectado en el primario.

La impedancia del transformador debe ser convertida a la base del sistema (100MVA).

$$Z_T pu = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{Transf}} \cdot Z\% \cdot 10^{-2} \cdot j0.98$$

$$Z_{Tpu} = \frac{100}{18} \cdot 10.441 \cdot 10^{-2} \cdot J0.98 = J0.5684$$

$$Z_{TLpu} = J0.07754 + J0.5684 = J0.646$$

Para el cálculo del armónico se emplea la siguiente relación:

$$H_0 = \sqrt{\frac{X_C}{Z_{TL}}} = \sqrt{\frac{12.82}{0.646}} = 4.45$$

$$H_0 = 4.0 + 0.2 \cdot 1 = 4.2 \Rightarrow 4.45 > 4.2$$

Se ubica entre el cuarto y el quinto armónico y cumple el requisito del 20%.

$$F_0 = 60 \cdot H_0 = 60 \cdot 4.45 = 267\text{Hz}$$

La mejora en la tensión se calcula por medio de:

$$\Delta V = \frac{\text{MVAR}}{\text{MVA}_{\text{BASE}}} \cdot Z_{TL} \cdot 100\% = \frac{7.8}{100} \cdot 0.646 \cdot 100 = 5.04\% < 10\%$$

3.9. Campos electromagnéticos [84]

La pregunta que se formula sobre los efectos en la salud de los campos electromagnéticos es ciertamente muy compleja, así como confusa. No parece que las respuestas definitivas estén por venir y todavía se investigan fórmulas para mitigar esos campos.

Aunque todas las partes del sistema de potencia crean campos electromagnéticos, es probablemente el sistema distribución el de mayor interés dada su proximidad, su extensión y la naturaleza de su diseño que empeora la condición.

Mediciones que se han realizado muestran los siguientes resultados:

Dentro de las casas de habitación

- Lejos de los electrodomésticos: de 0.1 a 12 miligauss
- Próximo a los electrodomésticos: de 1.5 a 500 miligauss
- Cobijas eléctricas: de 1.3 al 20 miligauss

Líneas de subtransmisión y distribución

- Al borde de la servidumbre: de 1.3 a 10 miligauss
- Dentro de la servidumbre: de 10 a 50 miligauss

Líneas de transmisión de alto tensión

- Al borde de la servidumbre: de 11 a 90 miligauss
- Dentro de la servidumbre: de 30 a 120 miligauss

Sitios de trabajo

- Oficinas: de 10 a 90 miligauss
- Alta exposición equipos especiales: de 60 a 1100 miligauss

Esos resultados indican que las líneas de distribución tienen probablemente campos electromagnéticos más bajos que otras áreas del sistema eléctrico y considerablemente más bajos que aquellos causados por ciertos electrodomésticos. El interés, sin embargo, es justificado principalmente basados en la proximidad de las personas y las viviendas a las líneas de distribución y en que es considerablemente mayor que en las líneas de transmisión y subtransmisión.

Existen muchas soluciones que han sido consideradas para reducir los campos magnéticos y mientras se obtienen resultados positivos también pueden causar problemas severos. Algo de esto se discute a continuación:

3.9.1. Aterrizado vs. no aterrizado

Los sistemas distribución están conectados en delta (no aterrizado) o en Y (cuatro hilos, multiaterizado). Se tiende a usar más el modelo multiaterizado, el sistema en delta no utiliza la tierra como trayectoria de retorno y ha sido sugerido como una metodología para reducir campos magnéticos. Mientras que éste no puede ser argumentado, existe alguna preocupación puesto que las empresas de energía prefieren los sistemas aterrizados como resultado de tres factores:

3.9.1.1. Protección de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente de un sistema distribución está en el lugar mismo de este sistema, puesto que los niveles de cortocircuito bajan a medida que la distancia desde la subestación se incrementa. Esos niveles varían desde 30kA (más probablemente 10kA) a valores muy bajos del orden de cientos de amperios. La mayoría de estas fallas son línea-neutro o línea-tierra y las corrientes de fallas son muy altas a causa del diseño con neutro multiaterizado.

Un sistema delta produce corrientes de falla muy pequeñas para la falla línea-tierra puesto que no hay trayectoria de tierra a secuencia cero, y se producen niveles muy bajos de corriente de falla (esto debido a la capacitancia de la línea). En cualquier caso, llega a ser muy difícil para el relé ver muchas de esas fallas.

3.9.1.2. Protección de sobretensión

La selección de la tensión nominal de un pararrayos está basada en el sistema de puesta a tierra. El BIL del sistema debe ser, al menos 20% más alto (algunos autores creen que debe ser el 50% o más) que el nivel de protección del pararrayos. El grado de puesta tierra del sistema es la tensión máxima línea-tierra que un pararrayos verá debido a una falla en otra fase.

Actualmente, las normas sugieren los siguientes factores de multiplicación:

TOV = 1.82 Elg para sistema delta no aterrizado

TOV = 1.25 Elg para sistema Y multiaterizado

Ejemplo 3.2. Considerar un sistema Y multiaterizado de 34.5kV. Las tensiones nominales de los pararrayos son:

$$\frac{34.5\text{kV}}{\sqrt{3}} \cdot 1.25 = 24.9\text{kV} \Rightarrow \text{Pararrayos de 27kV}$$

IR a 10000A \approx 108kV

De otro lado, si el sistema fuera en delta no aterrizado, la tensión nominal del pararrayos es:

$$\frac{34.5\text{kV}}{\sqrt{3}} \cdot 1.82 = 36.2\text{kV} \Rightarrow \text{Pararrayos de 39kV}$$

IR a 10000A \approx 156kV

El BIL debe ser, al menos 20% más grande que el nivel de protección (descarga IR a 10000A) del pararrayos.

BIL para sistema Y aterrizado = 108kV \cdot 1.2 = 130kV \Rightarrow Se usa BIL de 150kV

BIL para sistema Δ = 156kV \cdot 1.2 = 187.2kV \Rightarrow Se usa BIL de 200kV

Como puede verse, el BIL del sistema delta debe ser más alto, lo que significa costos más altos de transformadores, líneas, cables, suiches, etc.

3.9.1.3. Costos

Además del costo de un BIL más alto, existe otro costo mayor que debe ser considerado. La carga residencial es monofásica. Para servir esta carga monofásica se requieren dos hilos. Con un sistema multiaterrizado estos dos hilos son una fase y un neutro. En un sistema de delta, se deben usar dos conductores de fase. Cuando la distribución residencial es subterránea, el sistema delta requiere dos cables aislados muy costosos donde el sistema multiaterrizado requiere solamente uno (y un neutro concéntrico no aislado). Otras consideraciones tales como más bushing, más desconectores, etc., todas incrementan el costo.

3.9.2. Monofásico vs. trifásico

Existen en Europa empresas de energía que sirven cargas residenciales con transformadores trifásicos. En Colombia sólo servimos nuestras cargas industriales y comerciales grandes de esta manera. Es probable que este sistema reduzca los campos magnéticos, ya que las corrientes individuales de fase tienden a ser más bajas y los campos magnéticos tienden a cancelarse. Las corrientes de desbalance pueden tender a ser menores. De otro lado, este sistema será más costoso, sobre todo cuando los nuevos conjuntos residenciales tienden a emplear redes de distribución subterráneas.

Nuestras redes residenciales se caracterizan por: tensiones 120/240V; transformadores monofásicas excesivamente cargados; más de 50 usuarios por transformador; alta densidad de carga; los fusibles son de expulsión en la mayoría de los casos.

3.9.3. Subterráneo

Los cables de distribución subterráneos están generalmente dentro de ductos de PVC y pocas veces enterrados directamente. Es de particular interés hacer notar que la tierra no es un buen blindaje para el campo magnético a 60Hz.

La IEEE saca las siguientes conclusiones relativas a este aspecto:

- Los tubos enterrados con frecuencia transportan suficiente corriente a 60Hz para cambiar sustancialmente el nivel del campo magnético de tierra.
- Los campos magnéticos de cables enterrados exceden los de una línea aérea de potencia que transporte la misma corriente.
- El tubo de un cable puede ser un efectivo apantallamiento de campo magnético a 60Hz.

3.9.4. Espaciamiento reducido

Disminuyendo el espaciamiento entre conductores se reducen los campos magnéticos y se mejora el aspecto estético.

El espaciamiento presenta ciertas ventajas pero también las siguientes desventajas:

- **Sobretensiones:** el agrupamiento de conductores, tales como el sistema spacer cable, incrementan la tensión línea-tierra vista por las fases no falladas durante una falla línea-tierra. Este factor cambia de 1.25 a 1.5 por unidad. El efecto de esto es que causaría que el sistema multiterizado utilice pararrayos con tensiones nominales más altas, especialmente para aplicaciones MOV. Esto significa que el margen de protección es disminuido, pudiéndose usar el mismo BIL. O en otros casos puede requerirse un BIL más alto para el sistema.
- **Sobre corrientes:** algunas empresas de energía han encontrado que un recierre instantáneo en un sistema con espaciamiento entre fases reducido puede no ser exitoso para condiciones de falla temporal. Estas empresas de energía han sido forzadas a omitir el recierre instantáneo y utilizar un recierre diferido después del primer disparo instantáneo. Mientras esto no es necesariamente un problema, se somete al usuario a una interrupción más larga (de 2 a 15 segundos en vez de 1/2 ciclo) y ha sido una causa de preocupación en estos días cuando se exige mayor calidad de servicio y existen cada vez más cargas sensibles.
- **Descarga disruptiva de líneas (salto del arco):** las descargas atmosféricas causan muchas de las fallas temporales vistas en el sistema distribución. Estas fallas son el resultado de un rayo (inducido o directo) que causa rotura del aislamiento (usualmente aire). Una línea aérea típica tiene un nivel de aislamiento de aproximadamente 300kV pico. Algunas empresas de energía, en áreas de altas descargas están considerando seriamente aumentar el BIL a niveles del orden de 450kV pico para disminuir la ocurrencia de saltos de arco e incrementar la calidad del servicio.

3.9.5. Desbalanceo de fases

Las cargas residenciales son monofásicas y conectadas a la fase y el neutro de un sistema de cuatro hilos multiterizado. En un esfuerzo por balancear las cargas trifásicas, las conexiones laterales monofásicas son rotadas entre las tres fases. Como es virtualmente imposible balancear completamente las tres fases todo el tiempo, el desbalance de fases existirá. Este desbalance trifásico se muestra como una corriente residual de retorno a la subestación por el cable neutro y por la tierra. Esto por supuesto, adiciona campo magnético puesto que la cancelación de la corriente de fase no es tan completa.

Este desbalance de fase casi siempre es considerable. Algunas empresas electrificadoras ajustan sus relés de falla a tierra entre el 25% y el 50% de la corriente a plena carga tal que no deje de funcionar debido al desbalance del sistema. Esto significa que se pueden acumular de 200 a 300 amperios antes del disparo.

Ha sido demasiado difícil para las empresas de energía monitorear el desbalance para un periodo muy extenso del tiempo. Hoy, sin embargo, existen dispositivos muy exactos disponibles y monitorean esta situación.

3.10. Tensiones parásitas (Stray voltage) [84]

3.10.1. Introducción

Las tensiones parásitas son pequeñas cantidades de tensión normalmente menores de 10 voltios que aparecen entre la tierra y el neutro. Mientras esta tensión puede existir en virtualmente cualquier instalación eléctrica, sus efectos fueron inicialmente encontrados en las fincas grandes donde los animales (especialmente las vacas) son más sensibles. Durante pruebas experimentales con tensiones parásitas muy grandes se encontró que afectan el comportamiento de los animales.

Puesto que las empresas de energía pueden, bajo ciertas condiciones, contribuir a las tensiones parásitas, se han creado ciertas normas para instalaciones que sirven fincas ganaderas.

3.10.2. Causas de las tensiones parásitas

Las prácticas inadecuadas de puesta a tierra tales como el uso del conductor neutro también como conductor de puesta a tierra o el uso de una varilla de tierra en vez de un conductor que retorne al punto de entrada puede resultar en tensiones parásitas.

3.10.2.1. Circuitos acoplados

Un campo eléctrico de una línea de alta tensión puede acoplarse capacitivamente a un objeto metálico, como una cerca metálica, dando así una tensión considerablemente peligrosa.

3.10.2.2. Neutro del sistema eléctrico interno

El neutro de un sistema de instalaciones eléctricas internas trifásico de cuatro hilos (diseño criticó de un sistema de distribución), producirá una tensión al neutro como resultado de una falla línea-tierra o corrientes desbalanceadas en la línea. Si el sistema fuera balanceado (la misma carga en todas las fases), virtualmente no fluiría corriente en el conductor neutro y la tierra. Sin embargo, puesto que éste nunca es el caso, algunas de las corrientes retornarán vía tierra y conductor neutro. Una derivación monofásica puede ser considerada 100% desbalanceada puesto que todas las corrientes de retorno deben regresar vía tierra y conductor neutro.

La Figura 3.35 muestra como ocurre esta tensión al neutro. Como puede verse, la corriente en este transformador monofásico (o en una derivación monofásica) retorna a la fuente vía neutro y tierra. Algunas de las corrientes retornan a través de la tierra (se asume el 40%) y el resto retorna a través del neutro.

La corriente que fluye en el neutro entre los puntos A, B, C y D producirá una tensión en ese neutro como resultado de la ley de Ohm. La tensión en A es luego transferida al neutro del secundario vía transformador de distribución. Esta tensión al neutro puede ser diferente del potencial de tierra del usuario así el transformador de distribución esté aterrizado, principalmente porque la impedancia del pie de torre puede ser alta (generalmente 25 ohmios o más). El diferencial entre la tensión del neutro y la tensión de tierra en las instalaciones del usuario es generalmente la tensión parásita que lleva al seguimiento del sistema de instalaciones internas.

3.10.2.3. Interconexión de neutros primarios y secundarios de transformadores de distribución

La práctica de conectar los neutros primarios y secundarios de un sistema de cuatro hilos multiaterrizados es un asunto de seguridad. Si se desarrolla una falla primario a secundario dentro del transformador y los

neutros no fueron conectados, la resistencia de la trayectoria de la corriente de neutro puede ser tan alta que no fluiría la corriente de falla suficiente para permitir que el dispositivo de protección primaria despeje la falla.

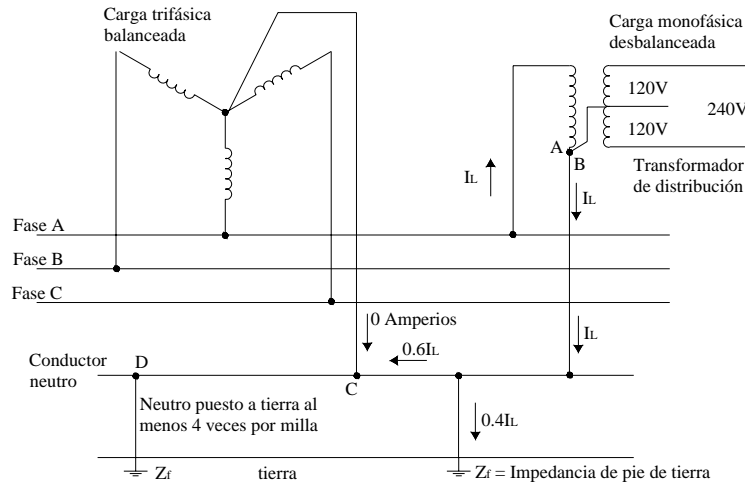


Figura 3.35. Ilustración de los stray voltage.

Una tensión alta puede luego aparecer en el secundario por un extenso periodo de tiempo, colocando en riesgo a personas, animales y equipos. La práctica de aislamiento del neutro secundario está siendo usada en algunos sistemas uniterizados y no aterrizados. Esta práctica está basada en la preocupación de que una falla primaria al tanque del transformador puede causar alta tensión introducida en los servicios de utilización secundarios si el primario y/o tierras del tanque son interconectadas con el neutro secundario. Esta práctica no es recomendada especialmente para sistemas de cuatro hilos.

3.10.2.4. Mitigación de las tensiones parásitas

El control y mitigación de las tensiones parásitas en instalaciones para ganaderías demanda cuidadosa consideración de la sensibilidad animal y de las fuentes eléctricas. Todos los modelos de mitigación tienen sus propias ventajas y desventajas y cualquier modelo debe considerar las alternativas y restricciones de una situación dada. Los modelos para controlar las tensiones neutro-tierra pueden ser categorizados como sigue:

- **Reducción de la tensión:** la reducción de la resistencia de puesta a tierra del neutro de distribución reducirá el potencial neutro-tierra debido a la carga del sistema. Unas acciones correctivas tales como la corrección de conectores de neutro malos, remoción de cargas falladas, balanceo de cargas, mejoramiento del sistema de puesta tierra o incrementar el tamaño del conductor neutro puede ser de gran ayuda.
- **Supresión de tensión activa:** si la modificación de un sistema eléctrico básico es difícil, un método de mitigación es la supresión de la tensión activa. Este método utiliza una segunda fuente de corriente para cancelar la fuente original. Dentro de las desventajas se incluye el posible mantenimiento que puede estar involucrado, el costo y la posibilidad de creación de tensiones mayores que necesitan ser mitigadas.
- **Control del gradiente:** el control del gradiente es la misma metodología usada en subestaciones para controlar las tensiones de toque o de paso durante las fallas. Tal control, por planos equipotenciales, puede disminuir o anular los efectos de todas las tensiones neutro-tierra en instalaciones eléctricas de ganaderías, si se reducen las diferencias de potencial en todos los puntos posibles de contacto del animal a un nivel aceptable si un plano equipotencial es instalado (que debe

incluir equipos de puesta tierra, enlaces en los armazones metálicos, circuitos de conducción en los enlaces de pisos al sistema de puesta tierra). Una simple y aparentemente efectiva solución, donde es difícil modificar un piso de concreto para establecer un plano equipotencial, es el uso de sistema aislante.

- **Aislando los neutros, primario y secundario:** si la tensión al neutro está determinada para que provenga del sistema de distribución, una posible solución es un dispositivo de aislamiento de neutro. Este dispositivo aísla el neutro primario y secundario para condiciones de carga normal, pero instantáneamente los conecta sólidamente en el evento de cualquier disturbio del sistema que eleve la tensión de un neutro por encima de un umbral predeterminado con relación al otro neutro, esto puede ser la causa de una falla interna del primario al secundario en el transformador.

3.11. Cargas sensibles

Aparatos electrodomésticos, minicomputadores, cajas registradoras electrónicas, terminales de datos, para mencionar unos pocos, con frecuencia son víctimas de su propia complejidad. La potencia eléctrica se puede interrumpir en la circuitería sensible y causar pérdidas de memoria, mal funcionamiento del sistema y más aún, presentar falla de componentes.

3.11.1. Electrodomésticos

Se ha argumentado que el actual énfasis en la calidad de potencia es el resultado directo de la sensibilidad de los modernos aparatos digitales. El "síndrome de parpadeo de reloj" es muy conocido por todos. Los relojes análogos anteriores fueron algo inmunes a las frecuencias de recierre que resultaban de fallas temporales. Un reloj digital sin la batería de respaldo, sin embargo, interpreta la interrupción momentánea como si fuera una salida completa.

La Figura 3.36 ilustra la sensibilidad de 3 de nuestros más comunes electrodomésticos. Como puede verse, virtualmente ninguno de esos aparatos puede operar adecuadamente, aún después de un recierre instantáneo, ya que ellos toman 20 ciclos o más y la mayoría de los dispositivos no pueden funcionar si les falta un ciclo de tensión.

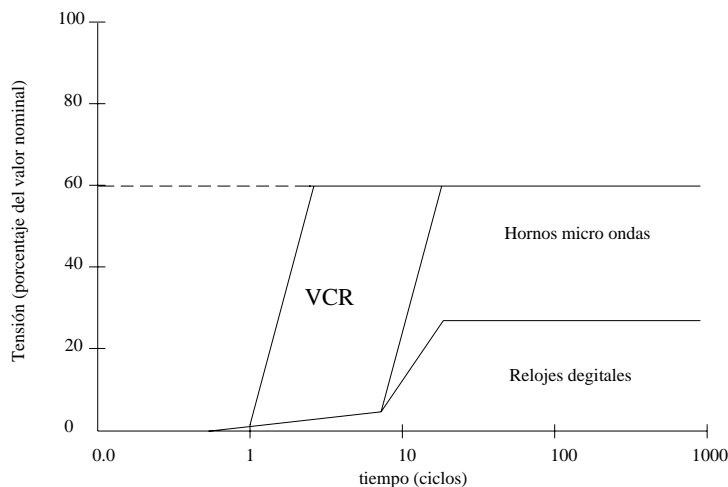


Figura 3.36. Rango de mal funcionamiento de algunos equipos electrodomésticos.

Una caída momentánea de tensión es otra cosa, las tres curvas indican que una caída momentánea de tensión que no reduzca la tensión a menos del 60% del nominal no provoca ningún problema. Generalmente no debe esperarse que las caídas momentáneas de tensión en el sistema de transmisión causen un sag de esta magnitud.

3.11.2. Computadores (La curva CBEMA) [107]

El computador es el equipo más sensible a la calidad de la potencia. La curva CBEMA fue creada para definir los límites transitorios y de estado estable dentro de los cuales la tensión de salida varía sin afectar el adecuado funcionamiento o sin causar daño a los equipos de cómputo. En realidad se muestra un perfil de susceptibilidad (véase la Figura 3.37)

En el centro de la gráfica se encuentra el área aceptable y hacia fuera de esta área se encuentra el área de peligro (tanto en la parte superior como en la parte inferior derecha). La zona de peligro superior compromete la tolerancia de los equipos a niveles excesivos de tensión. La zona de peligro de la parte baja indica la tolerancia del equipo a una pérdida o reducción en la potencia aplicada. Si el suministro de tensión permanece dentro del área aceptable, el equipo operará bien, esto se muestra en la Figura 3.38.

3.11.2.1. Usando la curva CBEMA

Los computadores, los PLC, las unidades de proceso distribuidas, los sistemas de instrumentación y otros sistemas de estado sólido, operarán confiablemente si se aplican cuidadosamente. Todas estas unidades tienen una cosa en común: tensiones y tiempos sensibles. Los sags y los swells de tensión así como las salidas (cortes) y los transitorios afectarán seriamente su operación.

Muchos problemas que afectan a los equipos electrodomésticos sensibles son primero observados como disturbios misteriosos. Algunas veces reaccionan a los parpadeos de luz (flickers). Esos tipos de disturbios son los más problemáticos y ocurren a intervalos muy rápidos de tiempo sobre el cableado de potencia.

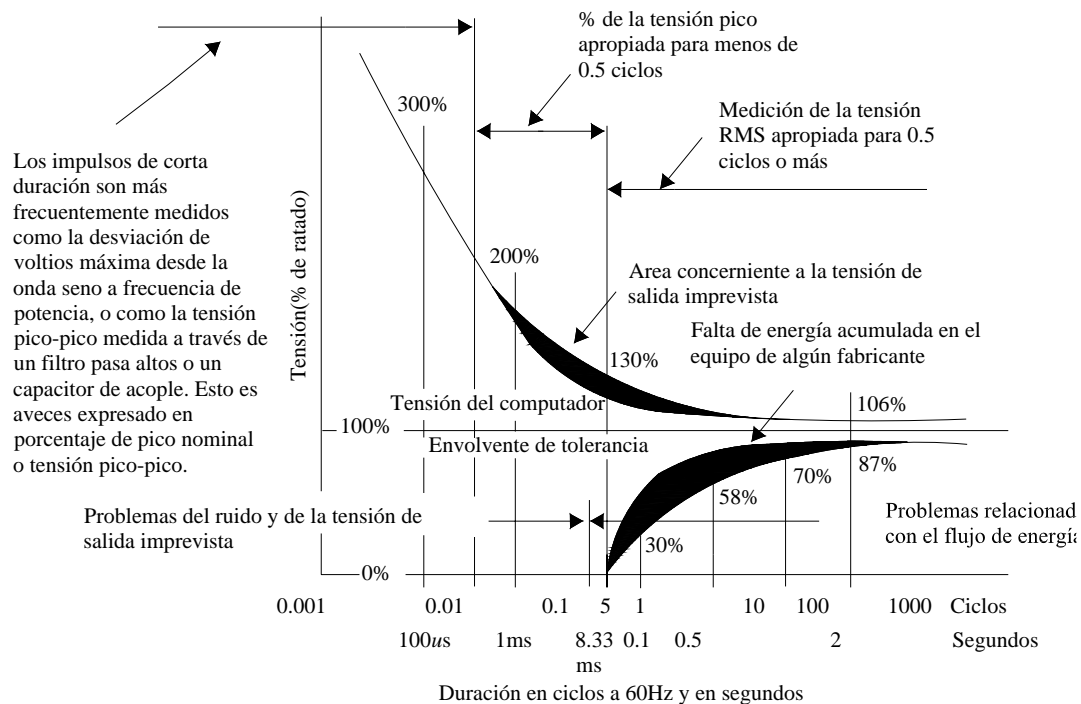


Figura 3.37. Curva CBEMA.

Otro tipo de disturbios es causado por tensiones de alimentación que resultan ser altas o bajas para las características de operación del equipo sensible. Las variaciones o transitorios de tensión causadas por otros equipos dentro de las mismas instalaciones y aún los disturbios de sistemas de distribución vecinos pueden ser la fuente del problema.

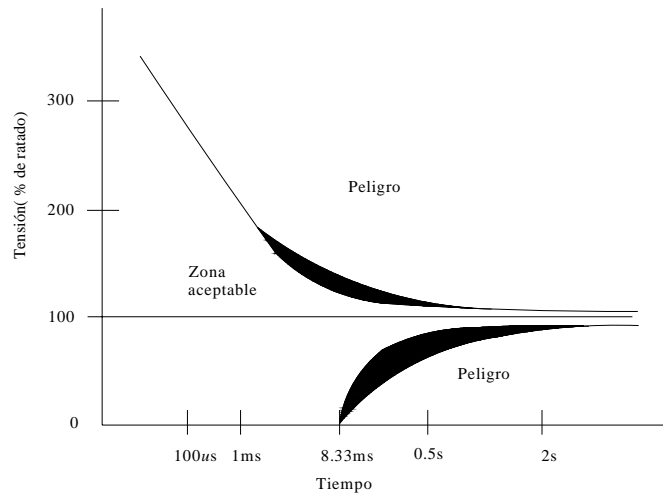


Figura 3.38. Versión simplificada de la curva CBEMA que muestra la zona aceptable y la zona de peligro.

Existen equipos sensibles que simplemente dejan de funcionar después de cierto periodo de inestabilidad para proteger el Hardware y su sistema lógico. Estos tipos de disturbios pueden obligar al uso de UPS y quizás generación en Stand-by, pero antes de decidirlo es necesario analizar el patrón de disturbios que el equipo puede tolerar contra la curva CBEMA. Basado en los resultados, es la solución que más efectivamente se relaciona con el problema y puede ser empleada.

Para determinar las clases de disturbios que se están presentando se usan instrumentos especiales que midan los disturbios asociados con potencia y puesta a tierra; luego se analizan y se evalúan. Los instrumentos proporcionan datos sobre posibles fluctuaciones de tensión y otros disturbios de corta y larga duración. Los resultados pueden ser analizados en combinación con la curva CBEMA para ayudar a entender la naturaleza de los disturbios.

3.11.2.2. Análisis típico de transitorios

En la Figura 3.39 un trastorno de corto tiempo (transitorio), ubicado en el punto A, alcanzó un valor máximo de 250% de la tensión nominal (menor que 4µs), así que cae dentro de la curva y es tolerable. Pero cuando este transitorio del mismo nivel (250%) ocurre por un período más largo (punto B) causará un trastorno al equipo.

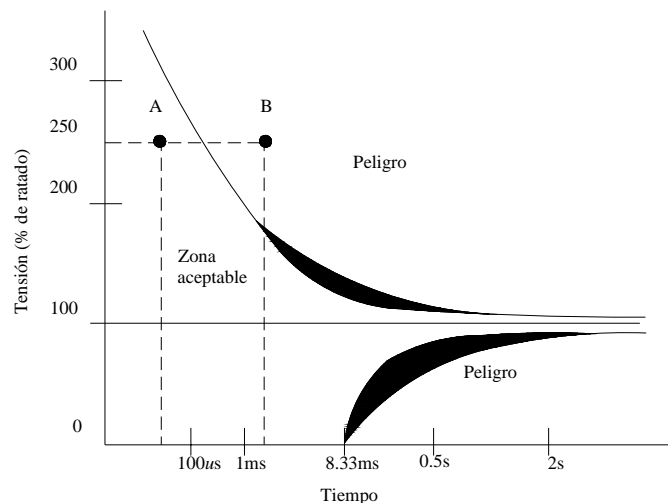


Figura 3.39. Transitorios de corta duración aceptables (punto A). Otros causan alteraciones y son más largos (puntoB).

3.11.2.3. Análisis típico para salidas cortas

En la Figura 3.40 existen 2 áreas de interés: a la izquierda de 8.3ms hay una zona de tensión cero, donde una salida es aceptable, y a la derecha de 8.3ms está la zona de peligro donde una tensión por debajo del mínimo provoca paro o interrupción en el funcionamiento del equipo. La tensión debe estar ajustada a las tolerancias de operación normal por 30 ciclos. Nótese que a la izquierda de 8.33ms el computador puede funcionar en tensión cero.

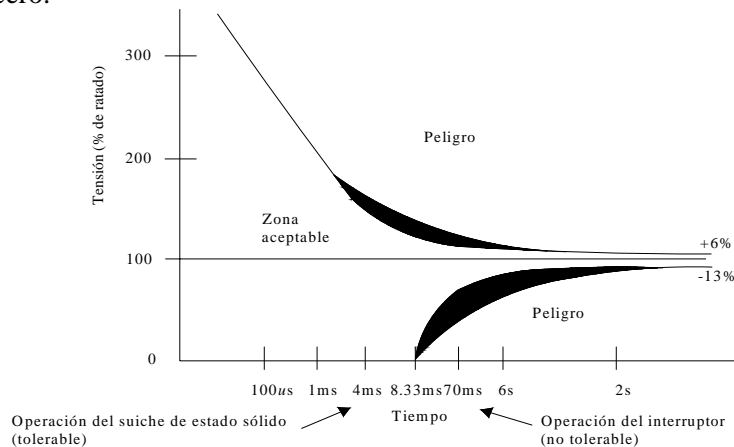


Figura 3.40. Tiempos de operación de interruptores de estado sólido y de un interruptor convencional.

En la Figura 3.40 se observa que un suiche de transferencia de estado sólido demora 4ms para operar, lo que no ocasiona ningún problema, pero en cambio un interruptor automático toma 7ms para operar, lo que sí ocasiona una salida o paro en los equipos.

3.11.2.4. Análisis típico para disturbios de larga duración

La mayoría de los disturbios que se presentan desaparecen antes de 0.5s. Cuando se presentan interrupciones hasta de 30 minutos, que es un problema muy particular, la UPS es la solución adecuada (aunque algo costosa), además, ésta también repone ciclos cuando la interrupción dura menos de 0.5s.

Las curvas CBEMA ayudan a visualizar y solucionar las dificultades que se presentan en el sitio de trabajo, pues permite seleccionar las más efectivas y económicas técnicas de mitigación para asegurar la operación óptima de los equipos electrónicos.

3.11.3. Efecto de los disturbios de potencia sobre la operación de los computadores

Las fallas de computadores relacionadas con el mal funcionamiento del Hardware, problemas del Software, condiciones ambientales y del operador, son mucho más comunes que las fallas ocasionadas por la mala calidad de la potencia. El sag de corta duración es el disturbio de potencia más común.

Los requerimientos de potencia exigidos por los fabricantes no pueden ser reunidos todo el tiempo, aún por las mejores empresas de energía.

3.11.3.1. Condiciones de estado estable

La Figura 3.37 ilustra los límites de tolerancia de computadores para diferentes disturbios de potencia. La envolvente de tensión entre las 2 curvas representa los límites dentro de los cuáles un computador puede resistir esos disturbios sin mal funcionamiento o daño. El área sombreada muestra los rangos en los cuales los computadores llegan a ser susceptibles a problemas de tensión corrupta.

Además de los límites de tensión de estado estable (+6% y -13%), los computadores requieren que la frecuencia esté entre +/- 0.5 Hz, la rata de cambios de frecuencia menor que 1 Hz/s, la distorsión de la forma de onda menor del 5 % y un desbalance de tensión menor del 3%.

El desplazamiento excesivo de fase o de contenido armónico son raramente encontrados en el suministro de potencia de la empresa de energía. Los problemas de este tipo son usualmente el resultado del equipo mismo del usuario.

Los componentes de estado sólido de los mismos computadores son la mayor fuente de distorsión armónica, sin embargo, se ha encontrado que los computadores son relativamente insensibles a su propia polución armónica y no es su mayor problema. Las variaciones repentinas de frecuencia pueden causar dificultades en la grabación de cintas y en los disk drivers.

3.11.3.2. Monitoreo de transitorios

La mayor incompatibilidad entre el computador y la fuente de potencia es causada por los transitorios. En los últimos años se han desarrollado equipos de monitoreo de tensión trifásica capaces de trazar las formas de onda de los disturbios de potencia de línea en el tiempo mismo de ocurrencia. Existen 3 tipos de disturbios de potencia y son descritos en la Tabla 3.3.

El disturbio tipo II (baja tensión), es la causa más común de las fallas de computadores y relacionadas con potencia. La duración de la baja tensión es medida en milisegundos (ver Figura 3.41). Mientras las bajas momentáneas de tensión duran más de 1/2 ciclo también son considerados disturbios tipo II, ellos ocurren de forma insuficiente y raramente trastornan la operación del computador.

Tabla 3.3. Tipos de disturbios de Potencia y características típicas.

Definición	Tipo I Transitorio y sobretensión oscilatoria	Tipo II Baja tensión o sobretensión momentáneas	Tipo III Salida
Causas	Descargas atmosféricas, suicheo de circuitos de potencia (grandes capacitores o inductores), operación de encendido de cargas en el sitio	Fallas en sistemas de potencia, cambios de grandes cargas, mal funcionamiento de equipos de red de distribución externas.	Fallas en sistemas de potencia, cambios inaceptables en cargas, mal funcionamiento de equipos de la red pública.
Nivel de Umbral	200 a 400 % de la tensión RMS nominal o mayor	Por debajo de 80 al 85 % y por encima del 110% de la tensión RMS nominal	Por debajo de 80 a 85% de la tensión RMS nominal
Duración	Picos de 0.5 a 200µs y oscilaciones mayores de 16.7ms a frecuencias de 0.2 5kHz y más altas	De 4 a 60 ciclos dependiendo del sistema de potencia y del sistema de distribución en el sitio.	De 2 a 60s si la corrección es automática, ilimitada si es manual.
	0	0.5	120
	Duración (ciclos de una onda senoidal)		

3.11.3.3. Curva envolvente de tolerancia

El área precisa de la curva CBEMA a la cual los computadores son susceptibles a los disturbios es difícil de determinar. Los usuarios son renuentes a hacer pruebas extensas por sus altos costos y tiempos fuera de servicio resultantes. Los diseñadores de computadores cuentan con suficientes guías para asignar la protección adecuada (e incorporada a los equipos) contra los disturbios de línea y ayudan a diagnosticar las fallas relacionadas con la potencia.

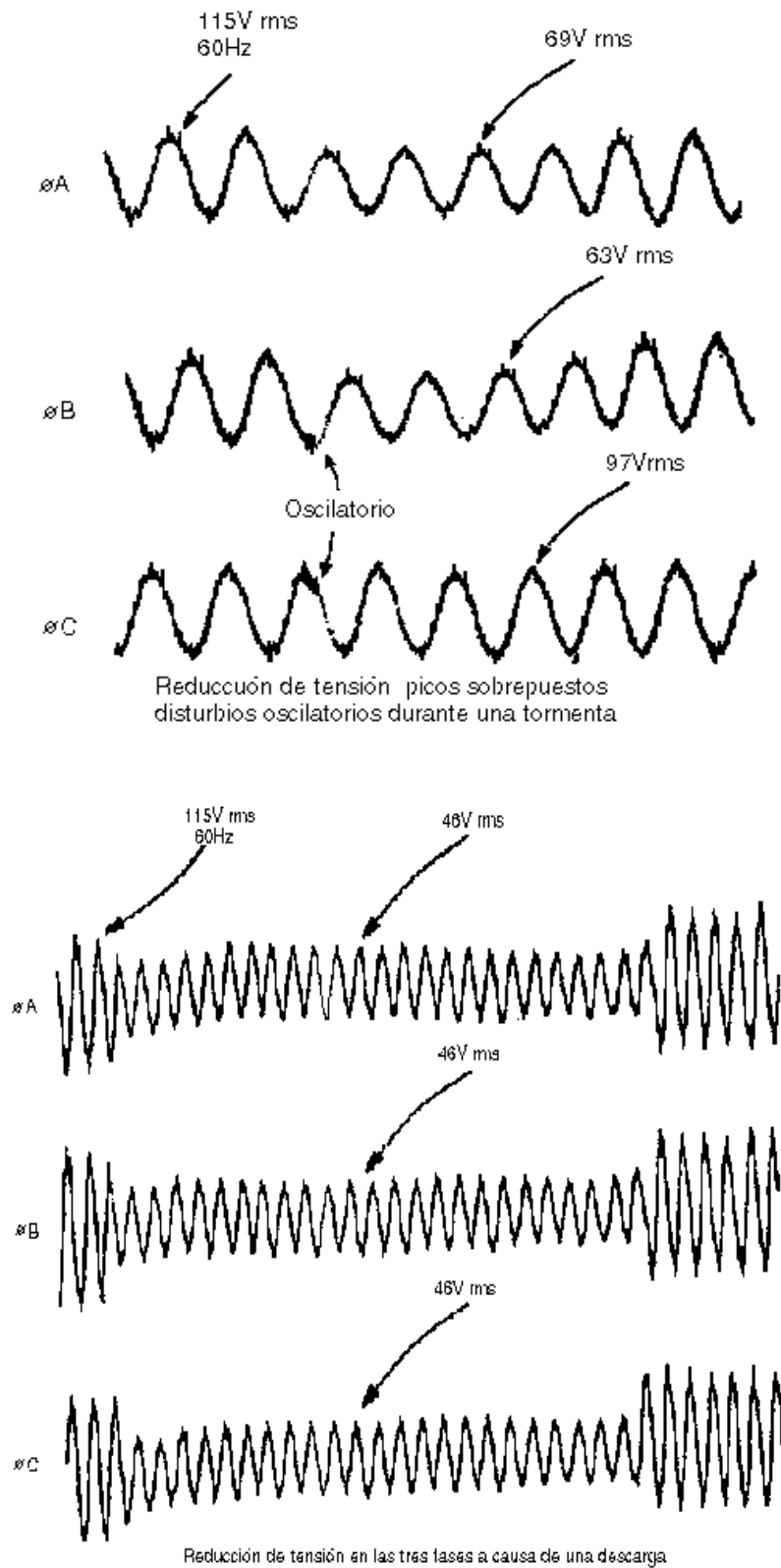


Figura 3.41. Anomalías de potencia de línea tipo II (figura tomada de [103]).

La Figura 3.42 muestra las relaciones de sobretensión y de baja tensión con respecto al tiempo y los 3 tipos de disturbios.

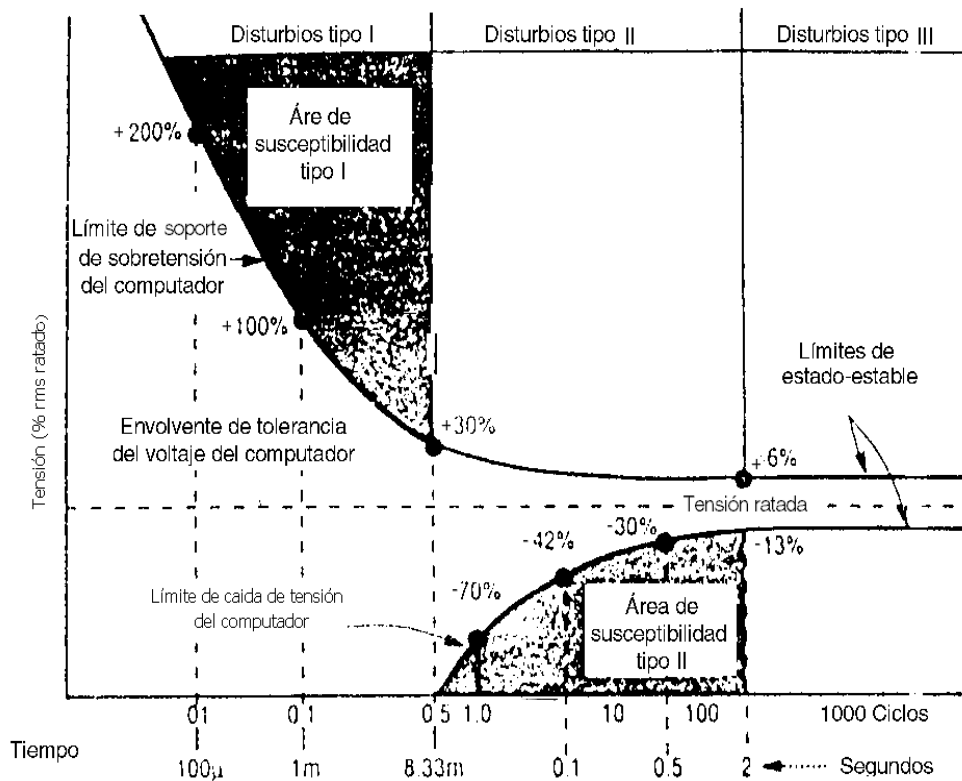


Figura 3.42. Pruebas de susceptibilidad, estudios de potencia de computador y entradas para computador guía para diseñadores de computadores y que ayudan en el diagnóstico de fallas relacionadas con la potencia (figura tomada de [103]).

Disturbios de sobretensiones transitorias tipo I.

Pueden tener un efecto indirecto sobre la operación del computador, resultando en: no disponible o no se puede imprimir, mensajes y direcciones perdidas, etc. Sin embargo, los efectos son imprevisibles y es difícil identificarlos con los disturbios reales del rango tipo I.

Disturbios de baja tensión tipo II.

Tienen un efecto directo y previsible sobre el equipo electrónico, por lo que los fabricantes de equipos pueden proporcionar sensores incorporados diseñados a baja potencia. Si la tensión cae por debajo de los límites preajustados puede haber señal de alarma simplemente.

Los capacitores filtro pueden ayudar a reducir los efectos de los disturbios de baja tensión tipo II y las salidas momentáneas y la protección de sobretensión transitoria (supresores y pararrayos) no son costosas.

Lo que hay que hacer es estudiar muy bien su ubicación y si la mejora vale la pena.

La probabilidad de que un computador tenga problemas de tensión por fuera del área aceptable (o de tolerancia) de la curva (gráfica de la Figura 3.42) puede estimarse si las causas comunes de disturbios de baja tensión y la probable exposición de las fuentes de potencia a esas causas son conocidas.

3.11.4. Control de procesos

Los microprocesadores y microcomputadores han alimentado la necesidad de una nueva familia de técnicas de automatización de procesos industriales y comerciales, relacionadas como sistemas de manejo de instalaciones eléctricas (para edificios comerciales) y sistemas flexibles de fabricación (para aplicaciones industriales). Los sistemas de manejo de instalaciones comerciales incluyen sensores para datos de entrada, unidades terminales remotas, el procesador central, y los dispositivos de interfase hombre-máquina. Las funciones manejadas pueden incluir calefacción, ventilación y aire acondicionado; seguridad; control de acceso, y manejo de energía.

Los sistemas de fabricación industrial flexible son ensambles de herramientas (máquinas), cortadoras y dispositivos portátiles de trabajo empleadas para procesar una variedad de partes determinadas.

La discusión previa sobre sensibilidad de los computadores también se aplica a los procesos de control. Además, los arrancadores de motores, contactores, relés y otros dispositivos a base de bobinas y estructuras magnéticas, son especialmente sensibles a interrupciones de corta duración y sags de tensión. Un sag del 60 al 70% de la tensión nominal por 0.5s desenergizará muchos de estos dispositivos. Muchos relés de control aislados completamente por sus propios contactos se desconectan completamente si desaparece la tensión por 0.5 ciclos (8.3ms) ó más.

3.11.5. Telecomunicaciones

Cuando se considera la sensibilidad del equipo de comunicaciones, se debe distinguir entre el equipo común en la red de telecomunicaciones pública y el equipo terminal individual que se conecta a la red. La mayoría de los equipos comunes críticos usan baterías para amortiguar los disturbios e interrupciones del servicio de red pública (de energía eléctrica), así, los transitorios de corta duración normalmente tienen efectos pequeños o no los tienen. Sin embargo, los terminales individuales que se conectan a las redes públicas de telecomunicaciones con frecuencia se conectan directamente al servicio de energía (pública) y están sujetos a disturbios.

3.11.6. Alumbrado de arco eléctrico

El alumbrado de descarga de alta intensidad (HID) incluye lámparas de mercurio, Metal Halide y de sodio de alta presión usadas para alumbrado público y de seguridad. En el evento de una interrupción de tensión o sags de tensión que duren mas de 1 ciclo, las lámparas HID se apagan y no arrancan por muchos minutos. La magnitud exacta de las caídas de tensión que causan esta condición dependen del balasto de la lámpara.

3.11.7. Convertidores de velocidad variable ASD

Son usados para controlar la velocidad, el torque, la aceleración y el sentido de rotación de un motor. A diferencia de los sistemas de velocidad constante, el convertidor de velocidad ajustable permite la selección de un número grande de velocidades dentro de su rango de operación. Los 2 tipos básicos de ASDs comúnmente usados hoy son los convertidores de CD y los convertidores de frecuencia variable.

Los convertidores CD utilizan la conversión de potencia para transformar la tensión fija CA a una salida ajustable CD que controla un motor CD. Los convertidores de frecuencia variable CA transforman la potencia de entrada trifásica, 60Hz a una fuente de tensión y frecuencia variable para controlar la velocidad de motores de inducción de jaula de ardilla y otros motores CA.

Los problemas que se han documentado involucran disparos indeseados de algunos convertidores CA debido a los transitorios de suiches asociados con capacitores del sistema eléctrico de los consumidores o en el sistema de distribución público.

3.11.8. Otros equipos sensibles

- Control de sistemas de enfriamiento
- Probadores de chips
- Convertidores CD
- Controladores
- Herramientas (máquinas)

CAPÍTULO 4

INTRODUCCIÓN A LA TEORÍA DEL ATP (ANÁLISIS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO) Y PLANTEAMIENTO DE ECUACIONES NODALES EN EL DOMINIO DE LA FRECUENCIA (MATLAB)

4.1. Introducción al ATP

Los programas digitales que trabajan en el dominio del tiempo tales como EMTP y ATP, tienen la siguiente estructura: planteamiento de la ecuación integrodiferencial y su resolución en el dominio del tiempo; para ello utiliza: regla de integración trapezoidal, que resuelve la red en componentes de fase, arma la ecuación con el método de tensiones nodales y finalmente resuelve el algoritmo por eliminación Gaussiana. Esta metodología resulta muy útil cuando se trata de analizar cómo se comportará el sistema ante una determinada perturbación, es decir, se conoce el estado previo del sistema (historia) y el tipo de perturbación a provocar. También es relativamente fácil considerar componentes no lineales, caso primordial para el análisis armónico.

Descripción del método de solución del programa ATP (tomado del curso de postgrado transitorios electromagnéticos O.Trad, G.Ratta, H.Zinni, Mombello)

Como se ha dicho, el ATP utiliza la regla de integración trapezoidal [1], [2], [3] para hacer el cálculo de la evolución temporal en las redes eléctricas. A pesar de que los métodos de integración de mayor orden que la regla trapezoidal se encuentran muy difundidos, ella ha mostrado ser muy estable numéricamente.

Sea:

$$f = \frac{dx}{dt} \quad (4.1)$$

La regla de integración trapezoidal resolverá esta función así:

$$\frac{f(t) + f(t - \Delta t)}{2} = \frac{x(t) - x(t - \Delta t)}{\Delta t}$$
$$\implies x(t) = \frac{\Delta t}{2} * f(t) + \frac{\Delta t}{2} * f(t - \Delta t) + x(t - \Delta t) \quad (4.2)$$

4.1.1. Inclusión la regla de integración trapezoidal en el ATP [8-9]

4.1.1.1. Elementos lineales

El resistor

$$v = R * i \implies i(t) = \frac{v(t)}{R} \text{ o } i(t) = \frac{v(t)}{R} + \frac{v(t - \Delta t)}{R} - i(t - \Delta t) = \frac{1}{R} * v(t) + hist(t - \Delta t) \quad (4.3)$$

El inductor

$$v = L * \frac{di}{dt} \implies i(t) = \frac{\Delta t}{2L} * v(t) + \frac{\Delta t}{2L} * v(t - \Delta t) + i(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2L} * v(t) + hist(t - \Delta t) \quad (4.4)$$

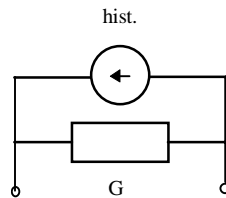


Figura 4.1. Representación de la inductancia.

Es decir, un inductor es representado con una resistencia de valor $\frac{2L}{\Delta t}$ en paralelo con una fuente de corriente de valor $hist(t - \Delta t)$ (Figura 4.1).

El capacitor

$$i = C * \frac{dv}{dt} \implies i(t) = \frac{2C}{\Delta t} * v(t) - \frac{2C}{\Delta t} * v(t - \Delta t) + i(t - \Delta t) = \frac{2C}{\Delta t} * v(t) + hist(t - \Delta t) \quad (4.5)$$

Es decir, un capacitor es representado con una resistencia de valor $\frac{\Delta t}{2C}$ en paralelo con una fuente de corriente de valor $hist(t - \Delta t)$.

En forma similar al caso de la inductancia se obtiene un circuito equivalente como el de la Figura 4.1 para el capacitor.

Componentes entre nodos

Las ecuaciones precedentes consideran los componentes conectados de nodo a tierra, en el caso más general (componentes entre dos nodos), las ecuaciones se plantean en su formulación nodal (ver Figura 4.2):

$$V_k - V_m = V_{km} = L \frac{dikm}{dt} \quad (4.6)$$

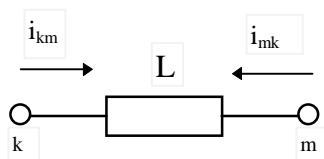


Figura 4.2. Representación nodal

Discretizando:

$$\frac{v_k(t) + v_k(t - \Delta t)}{2} - \frac{v_m(t) + v_m(t - \Delta t)}{2} = L \frac{i_{km}(t) - i_{km}(t - \Delta t)}{\Delta t} \quad (4.7)$$

Despejando i_{km} :

$$i_{km}(t) = \frac{\Delta t}{2L} (v_k(t) - v_m(t)) - \frac{\Delta t}{2L} (v_k(t - \Delta t) - v_m(t - \Delta t)) + i_{km}(t - \Delta t) \quad (4.8)$$

La misma ecuación se plantea para el nodo m respecto de la corriente mk .

4.1.1.2. Elementos no lineales

Linealización por tramos

Un método comúnmente usado en la linealización de sistemas no lineales es linealizar por tramos. Un criterio para analizar estados de saturación en máquinas eléctricas es el de representarlas mediante rectas tangentes.

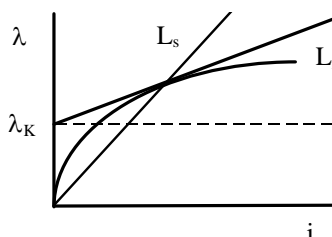


Figura 4.3. Curva de saturación de un inductor no lineal.

En la Figura 4.3 se muestra la curva de saturación de un inductor no lineal. En este caso es posible representar un punto sobre la curva a través de una recta tangente cuya ecuación será:

$$\lambda(t) = L_s(t)i(t) = L_i(t)i(t) + \lambda_k(t) \quad (4.9)$$

Dónde el subíndice i está indicando que se trata de una inductancia incremental y el subíndice s saturada. Derivando λ respecto de i se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d\lambda}{di} = L_i + \frac{dL_i}{di}i + \frac{d\lambda_k}{di} \quad (4.10)$$

de la Figura 4.3 se tiene que la derivada es la recta tangente, esto implica:

$$\frac{d\lambda}{di} = L_i \rightarrow i \frac{dL_i}{di} = - \frac{d\lambda_k}{di} \quad (4.11)$$

Multiplicando por $\frac{di}{dt}$ se obtiene:

$$i \frac{dL_i}{di} \frac{di}{dt} = - \frac{d\lambda_k}{di} \frac{di}{dt} \rightarrow \frac{dL_i}{dt} i = - \frac{d\lambda_k}{dt} \quad (4.12)$$

Tomando la derivada respecto del tiempo del flujo:

$$v = \frac{d\lambda}{dt} = \frac{d\{L_i i + \lambda_k\}}{dt} = L_i \frac{di}{dt} \quad (4.13)$$

Utilizando el concepto de inductancia incremental en componentes no lineales se obtienen ecuaciones idénticas a las de los componentes lineales. El problema reside en que L_i se modifica en cada instante, debiéndose actualizar la matriz de admitancia. Discretizando estas ecuaciones se obtiene:

$$v = L_i \frac{di}{dt} \rightarrow \frac{V(t) + V(t - \Delta t)}{2} = L_i(t - \Delta t) \frac{i(t) - i(t - \Delta t)}{\Delta t} \quad (4.14)$$

pudiéndose despejar el valor de la corriente i_n en instante t .

Método de compensación

Haciendo uso del teorema de compensación, se aísla el componente no lineal del resto de la red. La Figura 4.4 ilustra la aplicación de este teorema. En este caso, el sistema se resuelve sumando la solución de la red lineal activa, desconectada del componente no lineal, más la solución de la red lineal pasiva, sometida a la acción de una fuente de corriente que reemplaza al componente no lineal. De esta manera:

$$v_{km} = v_{kno} - R_{Thev} i_{km} \quad (4.15)$$

Donde el subíndice **o** indica tensión de circuito abierto. El elemento no lineal es planteado según su función de dependencia:

$$v_{km} = f(i_{km}) \quad (4.16)$$

Resolviendo (4.15) y (4.16) se obtiene i_{km} , que es la incógnita a determinar. De la misma forma, se procede para el caso de múltiples fuentes de perturbación y/o elementos no lineales conectados a diferentes nodos de la red. Las ecuaciones (4.15) y (4.16) anteriores serán:

$$[v_{km}] = [v_{kno}] - [R_{Thev}] [i_{km}]$$

$$[v_{km}] = [f(i_{km})]$$

Para obtener la matriz $[R_{Thev}]$ se aplican fuentes de corrientes de valor unitario en los nodos con componentes no lineales. Para hallar los elementos fuera de la diagonal se restan las tensiones entre los nodos involucrados.

Comúnmente se utiliza el método de NEWTON-RAPHSON para resolver el sistema de ecuaciones, aunque también podría utilizarse otra metodología. Adicionalmente, se pueden utilizar métodos iterativos, a pesar de ser la solución general de la red secuencial (caso EMTP-96).

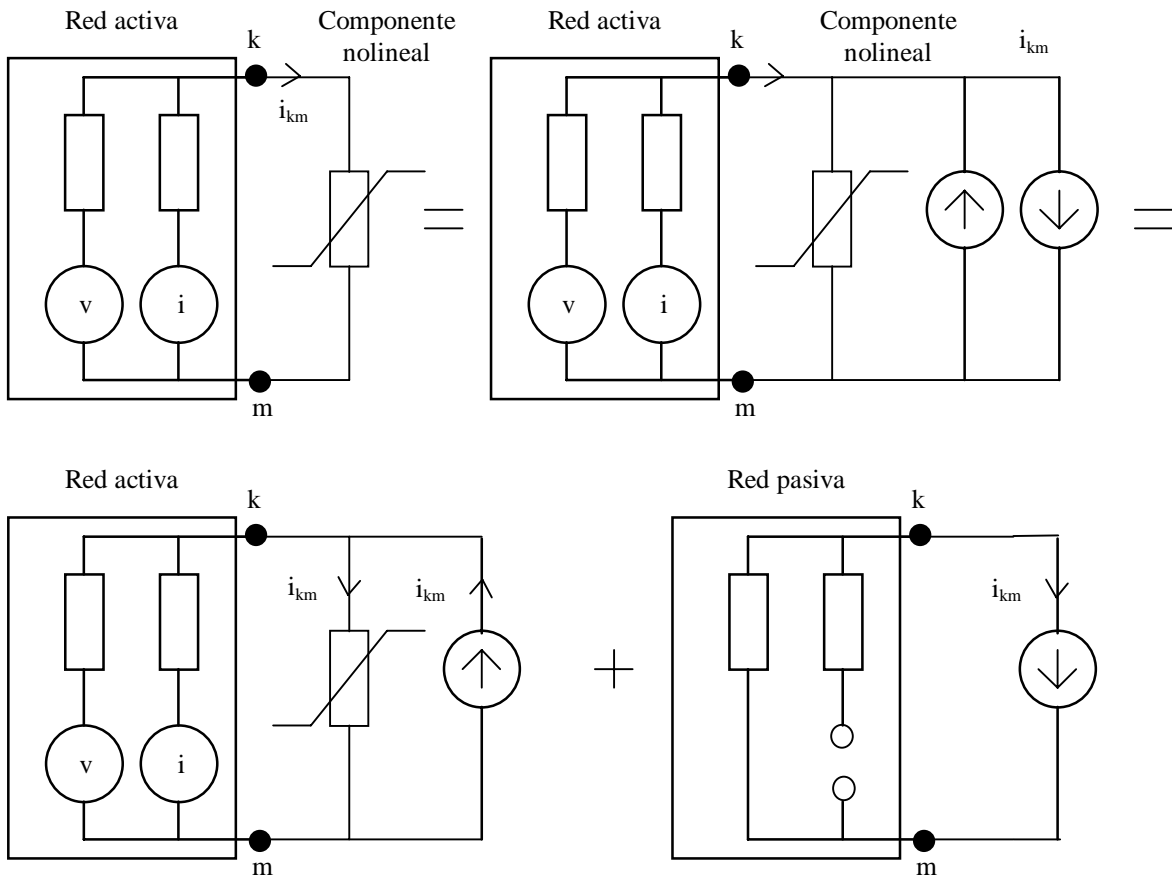


Figura 4.4. Aplicación del teorema de compensación [3].

4.1.1.3. Líneas de Transmisión

En el caso de la simulación de las líneas de transmisión el ATP tiene múltiples modelos. A modo de introducción al método de BERGERON se presenta el caso de una línea monofásica ideal sin pérdidas, modelo K.C.Lee [8].

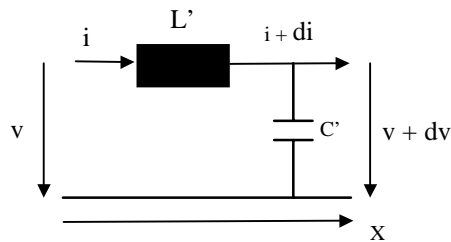


Figura 4.5. Representación de la línea de transmisión.

Para este caso son conocidas las ecuaciones de onda:

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = L' \frac{\partial i}{\partial t} \quad -\frac{\partial i}{\partial x} = C' \frac{\partial v}{\partial t} \quad (4.17)$$

D'alembert plantea la siguiente solución:

$$i = F(x - ct) - f(x + ct) \quad (4.18)$$

$$v = Z \cdot F(x - ct) + Z \cdot f(x + ct) \quad (4.19)$$

Donde F y f son funciones independientes, x es la coordenada espacial a lo largo de la línea t tiempo y Z es la impedancia de onda definida como $Z = \sqrt{L'/C'}$ siendo L' y C' la inductancia y la capacidad por unidad de longitud respectivamente. Combinando las ecuaciones de tensión y corriente:

$$v + Zi = 2 Z F(x - ct) \quad (4.20)$$

Si (x - ct) es constante, v + Zi también adquiere un valor constante.

Una onda que se propaga de un extremo a otro de la línea tarda un tiempo τ en arribar al final de la misma (tiempo de viaje). Considerando la longitud de toda la línea, para una velocidad de propagación c y una longitud total l:

$$\Rightarrow x - ct = l - ct = c \left(\frac{l}{c} - t \right) = -c(t - \tau) \quad (4.21)$$

Es decir, en el extremo receptor la combinación de tensión y corriente adquiere un valor igual a una función dependiente de τ segundos antes, pero éste es el valor que tenía la función V + Zi en el instante (t - τ), en el nodo emisor. Es decir:

$$ir(t) = \frac{1}{Z} v_r(t) + hist_r(t - \tau) \quad (4.22)$$

con:

$$hist_r(t - \tau) = \frac{1}{Z} v_e(t - \tau) - i_e(t - \tau) \quad (4.23)$$

De la misma forma, dado que la línea constituye un vínculo rígido entre ambos nodos:

$$i_e(t) = \frac{1}{Z} v_e(t) + hist_e(t - \tau) \quad (4.24)$$

Con:

$$hist_e(t - \tau) = \frac{1}{Z} v_r(t - \tau) - i_r(t - \tau) \quad (4.25)$$

De estas expresiones se concluye que:

- Se debe mantener un registro de los valores de $\frac{1}{Z} v - i$ de los instantes previos al instante considerado.
- Si τ no es múltiplo de Δt , debe interpolarse. El ATP tiene incluida interpolación lineal.
- Cuando se simulan varias líneas, no puede utilizarse un Δt menor que el menor de los C del conjunto de líneas.
- No existe error de discretización porque no se está aplicando ninguna regla de integración.
- Los nodos emisor y receptor están desacoplados.

Finalmente el modelo que se obtiene para la línea es mostrado en la Figura 4.6.

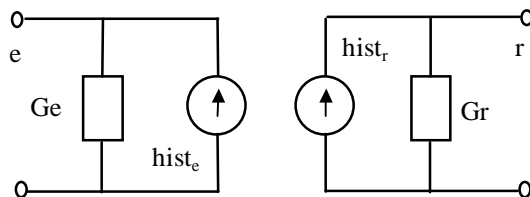


Figura 4.6. Modelo obtenido de la línea.

4.1.1.4. Modelos más elaborados

En ATP existen modelos de elementos del sistema, que utilizan transformaciones matemáticas haciendo ver la solución del componente en el plano transformado de manera más sencilla al plano temporal. Tal es el caso de la máquina sincrónica, que utiliza la transformación de Park para hacer desacoplamiento inductivo entre fases, o el modelo de línea con parámetros dependiente de la frecuencia (Modelo J.Martí), que utiliza transformaciones nodales para independizar el comportamiento de cada fase.

4.1.1.5. Solución del sistema

Disponiendo de las expresiones discretizadas para cada componente, puede armarse el sistema de ecuaciones nodales:

$$i_{abc} = Y_{abc} \cdot v_{abc} \quad (4.26)$$

El sistema se construye considerando que:

- Se sigue la metodología de flujos de carga para la construcción de matrices de admitancias.
- En lugar de la matriz de admitancia se tiene una matriz de conductancias, ya que todos los componentes han sido reducidos a conductancias equivalentes.
- Los nodos que se encuentran conectados a fuentes de alimentación de tensión son agrupados al final del sistema de ecuaciones, ya que en ellos la tensión no es incógnita. Esto permite la reducción del orden del sistema de ecuaciones mediante la transformación de Kron [19].

En ATP el sistema queda descrito por:

$$\begin{bmatrix} G_{uu}(t) & G_{uk}(t) \\ G_{ku}(t) & G_{kk}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_u(t) \\ v_k(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_u(t) \\ i_k(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} hist_u(t - \Delta t) \\ hist_k(t - \Delta t) \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Ordenando:

$$[G_{uu}(t)]v_u(t) = [i_u(t)] - [G_{uk}(t)]v_k(t) + [hist_u(t - \Delta t)] \quad (4.28)$$

La solución de este sistema de ecuaciones, en cada instante de tiempo, permite obtener el comportamiento transitorio, si el tiempo de simulación es extendido se llega con él al régimen estacionario, obteniendo soluciones para problemas de armónicos. Los términos históricos son almacenados para resolver el sistema en el próximo Δt . El método de solución que presenta el ATP es una eliminación gaussiana, es decir, la triangularización de la matriz de conductancias.

4.1.1.6. Reducción del orden de sistemas de ecuaciones

Este método, introducido por Gabriel Kron [8], representa el sistema con menor número de ecuaciones y de incógnitas, transformando el modelo matemático del sistema eléctrico en un modelo más simple. El

significado físico de la transformación puede visualizarse en los siguientes ejemplos de aplicación en el área eléctrica:

- Matriz de impedancia de una línea con múltiples conductores por fase : en estado estacionario, la caída de tensión a lo largo de la línea puede representarse por el sistema formado por la matriz de impedancias y el vector de corrientes:

$$[Z] * [i] = [\Delta v] \quad (4.29)$$

Donde el orden del sistema depende del número de conductores de la línea. Si se reduce el sistema de ecuaciones al número de fases de la línea (normalmente tres fases) el sistema representa una línea de tres conductores, equivalente a la línea original.

La aplicación del método en el ATP tiene las siguientes características:

- El procedimiento de reducción esta basado en el método de Gauss Jordan.
- Retorna la matriz reducida del sistema de ecuaciones
- Utiliza una sola matriz para el almacenamiento de la matriz original y de la matriz reducida (economizando memoria).
- Utiliza pivotización de filas.

4.1.2 Errores en el ATP

Cuando se almacena un número en la memoria de una computadora mediante lógica de punto flotante, se efectúan modificaciones en la mantisa y el exponente para optimizar la precisión en el almacenamiento. A su vez, cuando se opera con lógica binaria con dos números, debe utilizarse el mismo exponente. Esto da origen a las operaciones de *normalización* y *desnormalización*, respectivamente.

Normalización: se ajusta el exponente para permitir que el primer dígito significativo se sitúe a la derecha del punto, por ejemplo: $35.4 \Rightarrow .354 \times 10^2$

Desnormalización: se ajusta el exponente de dos números representados mediante punto flotante para realizar su suma.

Estas operaciones son una de las causas de errores.

Los errores pueden clasificarse en:

- **Error por redondeo**: error debido a la representación de punto flotante del número, también es el que se produce por efecto de la desnormalización. Este error puede ser detectado utilizando almacenamiento de simple o doble precisión.
- **Error por truncamiento**: es el error debido al limitar un proceso numérico antes de llegar a su fin (por ejemplo: el truncamiento de series). Puede controlarse a través del numero de iteraciones.
- **Error de discretización**: error debido a asignar a una variable valores discretos, cuando en realidad varía en forma continua, por ejemplo, error dependiente de Δt^n en la solución de ecuaciones diferenciales. Otro ejemplo sería el error debido al uso de diferencias finitas para derivadas. Este tipo de error puede detectarse y analizarse cambiando el intervalo de tiempo.
- **Errores de datos**: error proveniente de la información con que se alimenta el método.
- **Error de modelo**: el modelo matemático es una aproximación del fenómeno físico.

El error total, o sea, la suma de los errores mencionados anteriormente, puede ser menor o mayor que los errores individuales, dependiendo de los respectivos signos. Esto origina el concepto de *estabilidad de la solución*. La solución obtenida puede diverger de la solución real al transcurrir el tiempo. En general, puede decirse que para que la solución sea estable, al transcurrir el tiempo el error total debe cambiar de signo, de manera de autocompensarse. Se debe pues, separar los conceptos de precisión y estabilidad. Un método puede ser estable o preciso, o ambas cosas a la vez.

Respecto de los errores en procesos iterativos, cuando el método es realimentado negativamente, inexorablemente se converge a un proceso oscilatorio. Es necesario por tanto, fijar adecuadamente el control de las iteraciones.

Errores de la regla de integración trapezoidal

En el proceso de discretización de las ecuaciones diferenciales se introduce un error, que en algunos casos, puede llegar a afectar considerablemente los resultados del cálculo. Con el objeto de estudiar la magnitud del error introducido, se analiza un caso sencillo, consistente en el transitorio de energización de un circuito serie LC con una fuente de corriente continua (Figura 4.8).

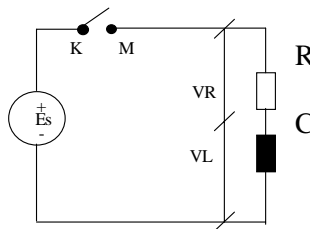


Figura 4.8. Circuito RC para estudio del transitorio de energización.

El circuito se resolvió utilizando la solución analítica, luego la regla de integración trapezoidal, y utilizando el ATP (la regla de integración trapezoidal). La ecuación diferencial del circuito es:

$$es(t) = R * i(t) + L * \frac{di(t)}{dt} \quad (4.30)$$

Las ecuaciones utilizadas por los diferentes métodos son:

- Solución analítica:

$$i(t) = \frac{es(t)}{R} \left(1 - e^{-\frac{R}{L}t} \right) \quad (4.31)$$

- Regla de integración trapezoidal y programa ATP:

$$i(t) = \frac{1}{\left(R + \frac{2L}{\Delta t}\right)} es(t) + \frac{1}{\left(R + \frac{2L}{\Delta t}\right)} \left\{ es(t - \Delta t) + \left(-R + \frac{2L}{\Delta t}\right) i(t - \Delta t) \right\} \quad (4.32)$$

En la Figura 4.9 se muestran resultados para un paso de integración. Puede observarse el error de inicialización en ATP, el cual se atenúa rápidamente.

Este error no se debe a la regla de integración en sí misma, sino a que el programa cierra el interruptor de la fuente un Δt después de cumplirse el tiempo de actuación especificado. Este error, presente en la

mayoría de los programas de cálculo de transitorios, podría solucionarse empleando procedimientos iterativos en el cálculo, que permitan regresar (actualizando las fuentes históricas) al verdadero instante de actuación de los interruptores y reiniciar el cálculo a partir de ese instante [3].

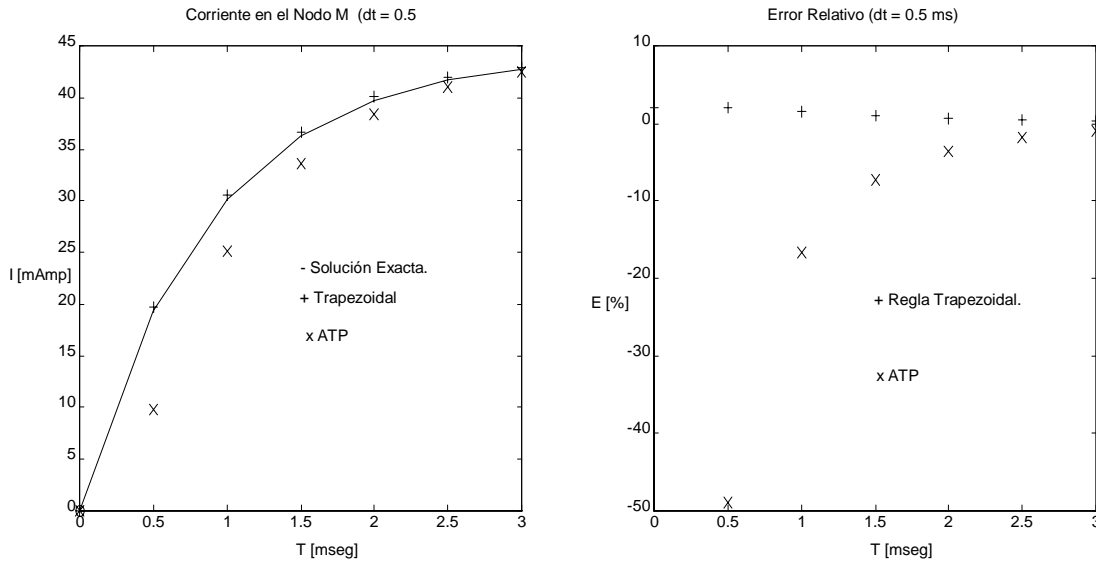


Figura 4.9. Resultados para un paso de integración.

El efecto de discretización de la regla de integración, puede ser interpretado como una distorsión de la naturaleza del componente discretizado. E análisis de sistemas discretos, estos errores han sido estudiados en [18].

Un método para determinar el error de la regla de integración, consiste en considerar a la ecuación diferencial de un componente sencillo (inductancia por ejemplo) como una función de transferencia y aplicar a la entrada una señal senoidal (ver Figura 4.10).

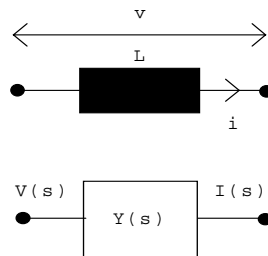


Figura 4.10. Representación para la función de transferencia de un componente sencillo.

Para una entrada senoidal pura, haciendo $s \rightarrow j\omega$:

$$v(t) = e^{j\omega t}; \quad i(t) = ye^{j\omega t} \tag{4.33}$$

Por ejemplo para la inductancia real (asumiendo condiciones iniciales nulas), la función de transferencia vale (salida / entrada):

$$v = L \frac{\partial i}{\partial t} \rightarrow V(s) = L \frac{I(s)}{s} \rightarrow Y(S) = \frac{I(s)}{V(s)} = \frac{1}{LS} \rightarrow Y(j\omega) = \frac{1}{jL\omega} \tag{4.34}$$

Aplicando esta expresión a la regla de integración trapezoidal se obtiene:

$$\frac{v(t) + v(t - \Delta t)}{2} \Delta t = Li(t) - Li(t - \Delta t) \quad (4.35)$$

$$i(t) - i(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2L} (v(t) + v(t - \Delta t)) \quad (4.36)$$

$$ye(\omega) = \frac{\Delta t}{2L} \frac{e^{j\omega\Delta t} + 1}{e^{j\omega\Delta t} - 1} = \frac{\Delta t}{2L} \frac{e^{j\omega\frac{\Delta t}{2}} + e^{-j\omega\frac{\Delta t}{2}}}{e^{j\omega\frac{\Delta t}{2}} - e^{-j\omega\frac{\Delta t}{2}}} \quad (4.37)$$

considerando:

$$\frac{e^{j\omega\frac{\Delta t}{2}} + e^{-j\omega\frac{\Delta t}{2}}}{e^{j\omega\frac{\Delta t}{2}} - e^{-j\omega\frac{\Delta t}{2}}} = \frac{1}{j \operatorname{tg}\left(\frac{\omega\Delta t}{2}\right)} \quad (4.38)$$

$$ye(\omega) = \frac{\Delta t}{2L} \frac{1}{j \operatorname{tg}\left(\frac{\omega\Delta t}{2}\right)} = \frac{1}{j\omega L} \frac{\frac{\omega\Delta t}{2}}{\operatorname{tg}\left(\frac{\omega\Delta t}{2}\right)} \quad (4.39)$$

$$Le(\omega) = L \frac{\operatorname{tg}\left(\frac{\omega\Delta t}{2}\right)}{\left(\frac{\omega\Delta t}{2}\right)} \quad (4.40)$$

Los resultados se grafican en las Figuras 4.11 y 4.12.

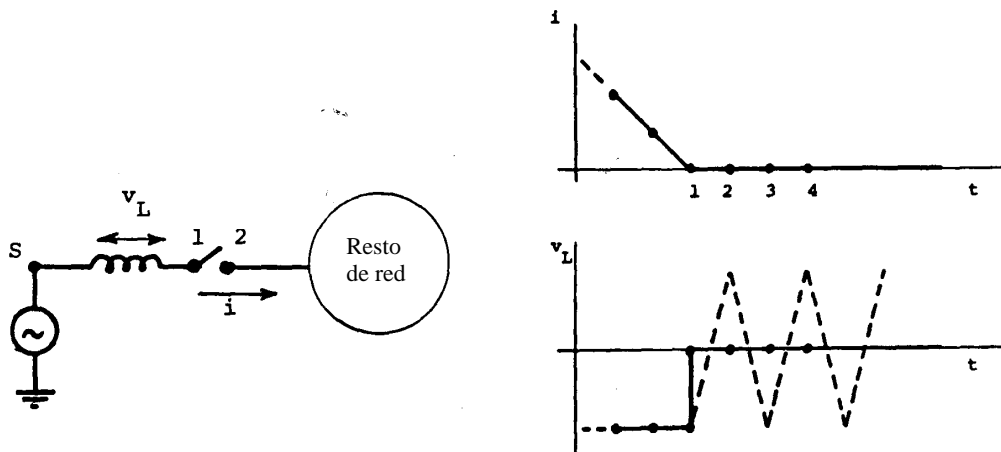


Figura 4.11. Resultados para el componente simple (figura tomada de [8]).

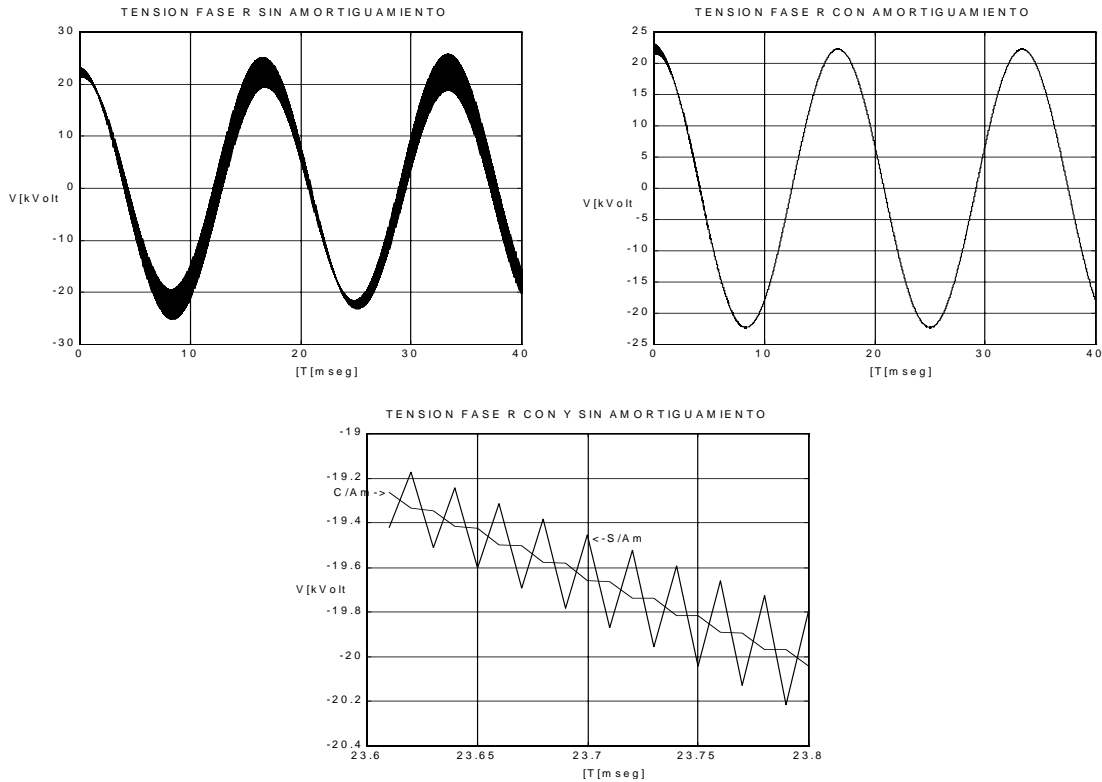


Figura 4.12. Resultados de tensiones para el componente simple (figura tomada de [3]).

El efecto de discretización de la regla de integración trapezoidal, consiste en modificar el valor de la inductancia a través de un coeficiente similar al que aparece en la impedancia de los circuitos PI, del modelo de líneas en el dominio de la frecuencia, cuando un extremo es cortocircuitado. Es decir, se reemplaza la inductancia real por una inductancia de parámetro distribuido asociada a una capacidad. Para una ampliación en el tema, se recomienda al lector la referencia [2] (de donde se extrajo esta sección), allí pueden verse varios métodos de integración numérica y sus comparaciones.

4.1.3. Amortiguamiento de oscilaciones numéricas

La regla de integración trapezoidal utilizada en ATP produce en algunos casos oscilaciones numéricas [1-2]. Por ejemplo, cuando la corriente a través de un inductor es forzada a tomar un determinado valor (discontinuidad en di/dt), la regla de integración trapezoidal genera oscilaciones que no se atenúan en el tiempo. Siendo:

$$v = -L * \frac{di}{dt} \quad (4.41)$$

$$i(t) = \frac{\Delta t}{2L} * v(t) + \frac{\Delta t}{2L} * v(t - \Delta t) + i(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2L} * v(t) + hist(t - \Delta t) \quad (4.42)$$

Para los instantes de tiempo 2, 3, 4, etc. la diferencias de corrientes es cero y por lo tanto $v(t) = -v(t - \Delta t)$ produciéndose la oscilación sin amortiguamiento.

Una modificación brusca de la inductancia es equivalente a un cambio brusco de la corriente.

$$v = \frac{d(\lambda)}{dt} = \frac{d(L \cdot i)}{dt} \quad (4.43)$$

El origen de las oscilaciones se debe a que en la representación discreta del sistema en el algoritmo de la solución numérica, una magnitud derivada que debe interrumpirse, difícilmente pueda hacerse en el cruce por cero de ella.

Tal es el caso de la corriente a través de una inductancia conectada al sistema mediante un interruptor que es abierto. Aunque los interruptores son modelados con apertura por cruce por cero de la corriente, finalmente, la apertura se hace en el instante $t - \Delta t$ ó $t + \Delta t$, cuando la corriente generalmente no tiene el valor de cero.

Este tipo de fenómenos tiene una contraparte física relacionada con los cambios bruscos de magnitudes eléctricas (tensión, corriente), en bornes de elementos que almacenan energía (capacitores, reactores).

Este reajuste energético se observa igualmente en los sistemas reales. Actualmente la introducción de los modernos interruptores de SF₆ o los interruptores de vacío, los cuales, debido a su alta capacidad de ruptura interrumpen los circuitos cuando aún circula una cantidad importante de corriente. Si embargo, en estos casos son frecuencias naturales del sistema que oscilan excitadas por saltos abruptos en las magnitudes eléctricas.

La diferencia entre el fenómeno matemático y el físico radica en el amortiguamiento de las oscilaciones, escaso o nulo en el primero y real en el segundo. Asimismo, la frecuencia observada para el caso matemático es igual la frecuencia de Nyquist y se modifica al variar Δt .

Para atenuar el efecto de las oscilaciones en el ATP se incorporan resistencias de amortiguamiento. En este método se introduce una resistencia en paralelo al componente en particular con el objeto de evitar las oscilaciones numéricas.

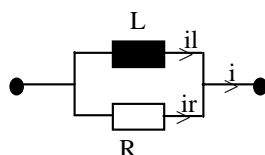


Figura 4.13. Incorporación de resistencias de amortiguamiento.

Para el circuito de la Figura 4.13 la caída de tensión es:

$$v = L \cdot \frac{di_l}{dt} ; v = R \cdot i_r \quad (4.44)$$

Si se aplica la regla de integración trapezoidal a los dos componentes:

Para la resistencia:

$$i_r(t) = \frac{v(t)}{R} ; i_r(t - \Delta t) = \frac{v(t - \Delta t)}{R} \quad (4.45)$$

Para la inductancia:

$$il(t) = \frac{\Delta t}{2L} * (v(t) + v(t - \Delta t)) + il(t - \Delta t) \quad (4.46)$$

La corriente total será:

$$i(t) = ir(t) + il(t) = \left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right) * v(t) + \frac{\Delta t}{2L} * v(t - \Delta t) + il(t - \Delta t) \quad (4.47)$$

Considerando que:

$$il(t - \Delta t) = i(t - \Delta t) - ir(t - \Delta t) = i(t - \Delta t) - \frac{v(t - \Delta t)}{R} \quad (4.48)$$

Reemplazando en la corriente total:

$$i(t) = \left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right) * v(t) + \left(\frac{1}{R} - \frac{\Delta t}{2L}\right) * v(t - \Delta t) + i(t - \Delta t) \quad (4.49)$$

Reordenando términos:

$$v(t) = \frac{1}{\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right)} * (i(t) - i(t - \Delta t)) - \frac{\left(\frac{1}{R} - \frac{\Delta t}{2L}\right)}{\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right)} * v(t - \Delta t) \quad (4.50)$$

Donde:

$\frac{1}{\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right)}$ es una resistencia equivalente que habrá que agregar al circuito para evitar la oscilación.

$\frac{\left(\frac{1}{R} - \frac{\Delta t}{2L}\right)}{\left(\frac{1}{R} + \frac{\Delta t}{2L}\right)}$ es un factor de amortiguamiento que atenúa las oscilaciones.

En el caso de circuitos donde se tiene varias inductancias debe considerarse un sistema matricial:

$$[v(t)] = [L] * \frac{d[iL(t)]}{dt} = [R] * [iR(t)] \quad (4.51)$$

Para las inductancias:

$$[iL(t)] = \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} * \{[v(t)] + [v(t - \Delta t)]\} + [iL(t - \Delta t)] \quad (4.52)$$

Para las resistencias:

$$[iR(t)] = [R]^{-1} * \{[v(t)] + [v(t - \Delta t)]\} - [iR(t - \Delta t)] \quad (4.53)$$

Combinando ambas expresiones:

$$[i(t)] = \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right\} * \{[v(t)] + [v(t - \Delta t)]\} + [iL(t - \Delta t)] - [iR(t - \Delta t)] \quad (4.54)$$

Considerando que:

$$Y = 1/wL \quad (4.55)$$

Reemplazando en la expresión de la corriente total:

$$[i(t)] = \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right\} * [v(t)] + \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} - [R]^{-1} \right\} * [v(t - \Delta t)] + [i(t - \Delta t)] \quad (4.56)$$

Reagrupando términos:

$$[v(t)] = \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right\}^{-1} * \{[i(t)] - [i(t - \Delta t)]\} - \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right\}^{-1} * \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} - [R]^{-1} \right\} * [v(t - \Delta t)] \quad (4.57)$$

[R] Se elige en función de [L]: $[R] = \frac{1 + \alpha}{1 - \alpha} * \frac{2}{\Delta t} [L]$ donde α es un escalar que define el grado de amortiguamiento de la regla de integración.

$$\left(\frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right)^{-1} = \left(\frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} * \frac{\Delta t}{2} [L]^{-1} \right)^{-1} = \left(\frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} * \frac{\Delta t}{2} [L]^{-1} \right)^{-1} = \frac{1 + \alpha}{\Delta t} * [L]$$



$$\left\{ \left(\frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right)^{-1} \right\} * \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} - [R]^{-1} \right\} = \frac{1 + \alpha}{\Delta t} * [L] * \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} - \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} * \frac{\Delta t}{2} [L]^{-1} \right\}$$



$$\left\{ \left(\frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} + [R]^{-1} \right)^{-1} \right\} * \left\{ \frac{\Delta t * [L]^{-1}}{2} - [R]^{-1} \right\} = \frac{1 + \alpha}{\Delta t} * [L] * \frac{\alpha}{1 + \alpha} * \frac{\Delta t}{2} [L]^{-1} = \alpha [I] \quad (4.58)$$

Si se introducen estos factores en la regla de integración se obtiene la expresión para la regla amortiguada:

$$[v(t)] = \frac{1 + \alpha}{\Delta t} * [L] * \{ [i(t)] - [i(t - \Delta t)] \} - \alpha * [v(t - \Delta t)] \quad (4.59)$$

Comparando con las expresiones de la regla trapezoidal sin amortiguamiento:

$$[v(t)] = \frac{2}{\Delta t} * [L] * \{ [i(t)] - [i(t - \Delta t)] \} - [v(t - \Delta t)] \quad (4.60)$$

Un valor adecuado de α se obtiene de $\frac{1 + \alpha}{1 - \alpha} = 100$. Para $\alpha = 1$ el amortiguamiento es nulo y para $\alpha = 0$

se obtiene el caso críticamente amortiguado. En ATP el amortiguamiento es calculado y luego alterada la topología de red pues no incluye el algoritmo de amortiguamiento.

4.2. Simulación en el dominio de las frecuencias

Un gran número de problemas prácticos, relativos al análisis armónico, involucra sistemas con bajos niveles de distorsión que a menudo tienen una fuente dominante. En estos casos, hacer una simplificación del sistema a la frecuencia de resonancia puede ser la solución más apropiada. Lo que se pretende en esta sección, es dar una noción de las técnicas más utilizadas.

Desde el punto de vista fasorial, el estudio de los armónicos implica la solución de la ecuación de red para cada armónico independiente. Esta se puede expresar:

$$[I_m] = [Y_m][V_m] \quad m=1, 2 \dots n \quad (4.61)$$

Donde $[Y_m]$ representa la matriz de admitancia nodal, $[I_m]$ es el vector de la fuente de corriente y $[V_m]$ es el vector de las tensiones en cada barra del sistema, todo esto para el armónico m . Un desarrollo más avanzado implicaría que la fuente de armónicos $[I_m]$ sea función de la tensión.

4.2.1. Barrido de Frecuencia

Hacer un barrido de frecuencia es básicamente el primer paso para hacer un estudio de armónicos. Esto es básicamente un diagrama de Bode de la impedancia del sistema en el punto de inyección de corrientes armónicas, mostrando la impedancia a ser analizada (de Thevenin) en la barra del sistema versus la frecuencia. La barra de interés es aquella donde la fuente de armónicos existe. Para un sistema sencillo, se puede obtener esta impedancia a partir del relevamiento del diagrama unifilar. De manera más formal, la impedancia de Thevenin se calcula, colocando una fuente de corriente a la frecuencia de interés en la barra de análisis. Las otras fuentes de corriente son puestas a cero y luego la ecuación (4.61) es resuelta para encontrar las tensiones de barra. Estas tensiones son precisamente la función de transferencia o la impedancia buscada. El cálculo se repite para cada frecuencia que se pretenda evaluar. Normalmente, este barrido de frecuencia se hace para la red de secuencia positiva y la red de secuencia cero.

Si una fuente de armónicos se conecta a la barra de interés, la tensión armónica en esta barra estaría dada por la corriente armónica multiplicada por la impedancia armónica. De esta manera, el barrido de frecuencia da una idea gráfica del nivel de impedancia y el grado de distorsión en la tensión. Esta es una herramienta bastante efectiva que permite detectar resonancias, las cuales se verán como picos (resonancia paralela) y valles (resonancia series) en el diagrama de magnitud de la impedancia. Este método es comúnmente llamado método de inyección de corrientes.

4.2.2. Cálculos por el método de inyección de corrientes

En el método de inyección de corrientes, las fuentes de distorsión son representadas como fuentes de corriente con un espectro específico. A partir del conocimiento de estas fuentes se construye la matriz de admitancia y las componentes armónicas de la tensión son evaluadas a partir de (4.61). Las componentes armónicas de la corriente tienen sus magnitudes determinadas por un espectro armónico típico, conocido como armónicos característicos. El dispositivo fuente de esas perturbaciones producirá la corriente armónica a ser inyectada en el sistema según:

$$I_n = I_{estimado} I_{n-espectro} / I_{1-espectro} \quad (4.62)$$

donde n es el orden del armónico y el subíndice ‘espectro’ indica el espectro típico del dispositivo. Para el cálculo de índices tales como THD se utiliza el valor de la tensión nominal. Para el caso de fuentes múltiples, es importante agregar al modelo la fase de cada armónico. Para comenzar, será necesario establecer el flujo de potencia a la frecuencia fundamental, pues los ángulos de los armónicos son función del ángulo de la frecuencia fundamental así [10]:

$$\theta_n = \theta_{n-espectro} + n(\theta_1 - \theta_{1-espectro}) \quad (4.63)$$

donde θ_1 es el ángulo de fase de la fundamental de corriente del dispositivo inyector. $\theta_{n-espectro}$ el ángulo de fase del n -ésimo armónico de corriente. El efecto que produce el ángulo de fase, es que para múltiples fuentes éstos pueden ser adicionados o cancelados. Por ello, ignorar los ángulos de fase puede dar resultados muy optimistas o muy pesimistas, según como sean tomadas las contribuciones.

4.2.3. Métodos de flujo de armónicos

El método de inyección de corrientes discutido arriba, es el más utilizado en la evaluación de armónicos y aún es muy empleado en muchos programas de simulación. La principal desventaja del método es el uso del espectro ‘característico’. De esta manera, el método no permite evaluar operaciones atípicas, en condiciones tales como la carga parcial en dispositivos, saturación, desbalance en exceso de producción. Para hacer un análisis de estas situaciones, el usuario deberá desarrollar un espectro para cada condición de operación. Esta desventaja, ha originado el desarrollo de técnicas más avanzadas de análisis, con el objetivo de llegar a modelar los aspectos físicos del dispositivo perturbador, como una función de las condiciones de operación del sistema.

Se plantea un modelo de la fuente perturbadora de la forma general siguiente:

$$F(V_1, V_2, \dots, V_n, I_1, I_2, \dots, I_n, C) = 0 \quad (4.64)$$

Aquí V_1, V_2, \dots, V_n son las componentes armónicas de tensión, I_1, I_2, \dots, I_n , son las correspondientes componentes armónicas de corriente y C representa las múltiples condiciones de operación y los parámetros de diseño. Esta ecuación permite el cálculo de las corrientes armónicas conocidas las tensiones, e incluye restricciones del flujo de potencia. Hallar el flujo armónico en este caso, implica resolver de manera simultánea las ecuaciones (4.61) y (4.64).

Finalmente, los programas numéricos para el análisis armónico en el dominio de la frecuencia se diferencian de acuerdo al método numérico con el que se tratan estas dos ecuaciones. Uno de los más conocidos es el llamado “harmonic iteration method” [11,12]:

Primero, se resuelve la ecuación (4.64) estimando una fuente de alimentación de tensión. El espectro de corriente resultante se reemplaza en (4.61) para calcular la fuente de tensión. Este proceso iterativo se repite hasta encontrar un valor mínimo de convergencia. La confiabilidad en la convergencia viene dada por la robustez del sistema. En sistemas débiles pueden ocurrir serios problemas de convergencia, generalmente en condiciones de resonancia. Estos problemas pueden ser superados cuando se incluyen modelos lineales a tramos de (4.64) en (4.61). Una ventaja particular de este modelo “desacoplado” es que se puede modelar (4.64) con una fórmula matemática. Se puede modelar en el dominio del tiempo, o bien, se puede realizar cualquier otro tipo de análisis (funciones de conmutación), etc. (véase el teorema de compensación, pero esta ocasión, el análisis de la red se hará en el dominio de la frecuencia mediante (4.61)).

Otro método, es resolver (4.61) y (4.64) simultáneamente, utilizando un algoritmo tipo Newton. Este método requiere que el modelo de la fuente perturbadora esté disponible como una fórmula matemática o su ecuación integrodiferencial, de tal manera que puedan ser resueltas numéricamente de forma eficiente [23,32]. Los métodos citados arriba se pueden extender al caso desbalanceado, el único problema es el incremento del esfuerzo computacional, dado que las dos ecuaciones (4.61) y (4.64) deben plantearse en su extensión polifásica (mediante componentes de fase o simétricas) [11,14]. Tal enfoque, aporta ventajas significativas: La primera, es el modelado del flujo de las corrientes de secuencia cero. La segunda, es la capacidad de plantear la interacción de los armónicos no característicos.

Como conclusión, hay que destacar que la propagación de los armónicos de corriente en un sistema de potencia (y por ende la distorsión de tensión), depende de los armónicos que caracterizan a la fuente, así como de la respuesta en frecuencia de los componentes del sistema. Las características de varias fuentes de distorsión, así como la manera en que se deben modelar los componentes del sistema, serán objeto de los capítulos subsiguientes.

Nota: El planteo de las ecuaciones para el análisis en frecuencia se hará en MATLAB y se utilizará luego el depurador para el cálculo del flujo armónico en un sistema de dos barras.

CAPÍTULO 5

MODELADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y OTROS ELEMENTOS DE RED PARA EL ANÁLISIS ARMÓNICO

La tensión a suministrar al usuario y la corriente resultante de sus equipos debieran ser ondas senoidales perfectas a 60/50 Hz, sin embargo, las no linealidades presentes en el sistema y en las cargas del usuario, causan distorsión en las formas de onda. Cargas no lineales producen corrientes no senoidales (ricas en armónicos) a pesar de tener aplicada una tensión senoidal pura. La distorsión de la corriente provoca a su vez, una distorsión de tensión, al fluir a través de las impedancias del sistema.

Hasta hace unos pocos años, no se tenían mayores problemas con las cargas de los usuarios, ya que éstas se comportaban básicamente como elementos lineales, sólo se prestaba atención a los armónicos producidos por los transformadores. Hoy en día, el extendido uso de equipos con tecnologías de estado sólido, está inyectando un amplio espectro armónico que deteriora la calidad de la tensión suministrada [3].

5.1. Series de Fourier y armónicos en sistemas de potencia

5.1.1. Serie de Fourier

El estudio del sistema en condiciones estacionarias puede hacerse utilizando el desarrollo en serie de Fourier. La serie de Fourier para una función regular, de cuadrado integrable ($f(t) \in L^2$) y periódica, con período T y frecuencia fundamental $f = 1/T$ Hz, (o $\omega = 2\pi f$ rad/s), puede expresarse como [5]:

$$f(t) = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} C_n \cos(n\omega t + \theta_n) \quad (5.1)$$

donde C_0 es la componente continua de la función. C_n es el valor pico de la n -ésima componente armónica y θ_n es su ángulo de fase. La gráfica de las amplitudes armónicas normalizadas C_n/C_1 se llama espectro de magnitud (Figura 5.1). La superposición de las componentes armónicas para reproducir la forma de onda original se muestra en la Figura 5.2.

Pertinencia de la definición

Su aplicación es útil con cargas que producen distorsión, en razón de tener una característica v-i no lineal [5], cuando:

- Existe una condición estacionaria, por lo cual, la forma de onda puede ser descompuesta en serie de Fourier, siendo su frecuencia fundamental, la frecuencia del sistema de potencia.
- Existe una condición estacionaria en la cual la forma de onda puede ser descompuesta por su serie de Fourier con una frecuencia fundamental que es un submúltiplo de la frecuencia del sistema de potencia.
- La forma de onda es periódica, pero su desarrollo debe hacerse como una serie trigonométrica [5]. En este caso, las componentes de la serie no son enteros múltiplos de la frecuencia del sistema de potencia, a ellos se les suele llamar armónicos 'no enteros' [5].
- El planteamiento de la forma de onda como periódica y su desarrollo en serie es una aproximación [4].

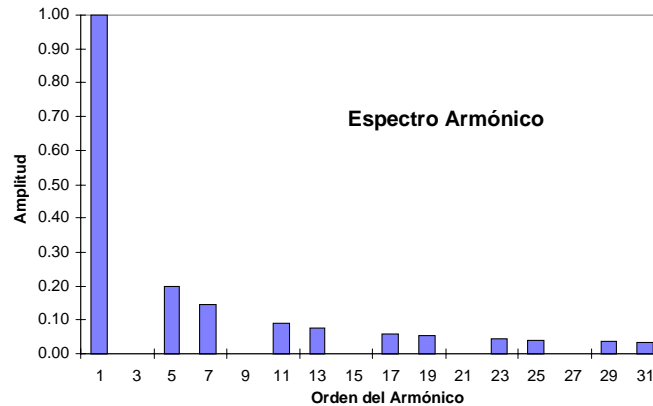


Figura 5.1. Espectro armónico (amplitud).

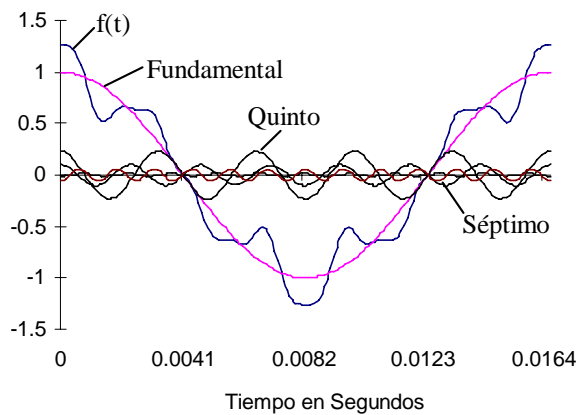


Figura 5.2. Síntesis de una forma de onda por 5 y 7.

El primer caso es muy común y hay varias ventajas en usar la descomposición en términos de armónicos. Los armónicos tienen una fácil interpretación física, así como una intuitiva forma de reconocimiento gráfico. Una vez que el sistema en su conjunto (red y dispositivos) ha sido modelado como un *sistema lineal*, la propagación de cada armónico puede ser estudiada independientemente de los otros. El número de armónicos que es considerado usualmente, es pequeño, lo que simplifica mucho los cálculos. Algunos problemas que ellos generan, tales como pérdidas, pueden ser evaluados para cada componente. Así también, la calidad de la forma de onda puede ser medida en términos de las amplitudes armónicas, permitiendo destacar cuál es la que tiene mayor influencia.

Cierto tipo de pulsaciones o cargas moduladas crean formas de onda que corresponden a la segunda categoría. La tercera categoría puede surgir en sistemas de modulación de ancho de pulso “pulse-width modulated”(PWM). Otras situaciones prácticas muy particulares tales como hornos de arco eléctrico y corrientes de arranque de máquinas eléctricas corresponden al cuarto tipo. Los hornos de arco eléctrico de continua, utilizan rectificadores polifásicos.

Previo al proceso de refinado el sistema no se encuentra en un estado estacionario, debido al efecto de burbujeo de la chatarra. Por lo tanto, el análisis armónico se hará en el momento en que la onda tenga un período definido y estable, lo que acontecerá en el período de refinado. Aunque el modelado armónico será la solución en muchos casos, otros muchos problemas requieren un análisis de transitorios electromagnéticos (aperiódicos).

5.1.2. Fuentes de armónicos

Se pueden resumir las principales fuentes de armónicos así:

1. Dispositivos que involucran de alguna manera la conmutación electrónica: convertidores electrónicos de energía, y equipamiento que utiliza fuentes conmutadas. Los procesos de conmutación no necesariamente están sincronizados con la tensión de línea (pudiéndose generar interarmónicos o armónicos no enteros).
2. Dispositivos con una relación tensión corriente no lineal: reactores con núcleo de hierro (saturables) y cargas que producen arco eléctrico son ejemplos típicos de tal equipamiento. Excitadas por una entrada periódica de tensión, las características v-i serán generadoras de armónicos de corriente.

Una lista detallada puede verse en [1], de ella se tiene:

- Transformadores.
- Reactores saturables.
- Máquinas rotantes.
- Hornos de arco y equipos de arco.
- Elementos de electrónica de potencia:
 - Controladores de tensión.
 - Rectificadores.
 - Inversores.
 - Variadores de frecuencia.
 - Compensación estática.
 - Fuentes de poder.
 - UPS.
- Lámparas fluorescentes.

Conectadas a las redes existe una gran variedad de equipos que usan este tipo de elementos, por lo que se puede existir un notable deterioro de la calidad del servicio.

5.2. Índices de Distorsión

La característica más comúnmente usada para cuantificar la calidad de una forma de onda periódica es el “total harmonic distortion” (THD).

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} C_n^2} / C_1 \quad (5.2)$$

La recomendación práctica IEEE Std. 519 [6], da límites para la tensión y la corriente fundamentándose en valores del THD. Otros índices tales como “telephone interference factor” (TIF) y el producto $I \cdot T$ son usados para medir la interferencia telefónica. El índice denominado K-factor es usado para describir el impacto de los armónicos sobre las pérdidas y es utilizado para la selección de equipos tales como transformadores (más adelante se volverá sobre este tema).

5.3. Armónicos en sistemas balanceados y desbalanceados

En sistemas trifásicos balanceados y bajo condiciones de operación balanceada, los armónicos en cada fase tienen una relación de fase específica. Por ejemplo, en el caso del tercer armónico, la fase de la corriente **b** está en atraso a la fase de la corriente **a** así: $3 \times 120^\circ$ ó 360° , de la misma forma podemos hacer la cuenta para la fase **c**. Con ello, el tercer armónico no tiene cambio de fase y por ende aparece como una componente de secuencia cero. Un análisis similar muestra que el quinto armónico aparece con secuencia negativa, el séptimo de secuencia positiva, etc. Un modelo apropiado puede ser basado en la impedancia de secuencia del sistema.

Las magnitudes y los ángulos de fase (en particular) de las tensiones y corrientes armónicas son muy sensibles a los desbalances de la red. Con un análisis fasorial, se ha comprobado que pequeños desbalances de la red, de efecto despreciable para las componentes fundamentales, producen notorios grados de desbalance en los armónicos. En el caso de corrientes de línea desbalanceadas, se encuentra que las corrientes que fluyen por el neutro tienen presentes todas la secuencias. Los puentes convertidores trifásicos pueden generar armónicos no característicos bajo condiciones de operación desbalanceadas (con asimetrías de fuente o de comando).

5.4. Problemas causados por los armónicos

La presencia no deseada de armónicos en la red puede ocasionar diversos problemas, que se listan a continuación:

5.4.1. En bancos de condensadores

- Sobretensiones.
- Mayores pérdidas.
- Sobrecalentamiento.
- Efecto corona.
- Pérdida de vida útil.
- Quema de fusibles.

5.4.2. En máquinas rotantes

- Sobrecalentamiento.
- Oscilaciones mecánicas.
- Mayores corrientes de Eddy .
- Cambios en la distribución del flujo magnético.

5.4.3. En transformadores

- Mayores pérdidas en el cobre y núcleo.
- Sobrecalentamiento.
- Aumento de pérdidas parásitas (corrientes de Eddy).
- Mayor corriente fluyendo por los devanados delta.

5.4.4. En sistemas de potencia

- Quema de fusibles.
- Falla de aislamiento de equipos.
- Sobrecalentamiento (en cables subterráneos).
- Operación y daño de pararrayos.
- Inducciones peligrosas en estructuras metálicas.
- Interferencia con PLC.
- Interferencia telefónica.
- Mayores pérdidas.
- Interferencias con señales de control.
- Problemas de operación en interruptores.
- Mal funcionamiento en redes de protección.
- Excesivas corrientes por neutros.

5.4.5. En sistemas de medida

- Se afectan algunos transductores electrónicos.
- Errores en la media del Kw-h.
- Errores en elementos que son disparados en un cruce por cero.
- Imprecisiones en transformadores de corriente y de potencial.
- Problemas en la medida de Vars.

5.4.6. Componente continua

- Saturación en transformadores.
- Corrosión electrolítica de electrodos puestos a tierra.

5.5. Bancos de condensadores en presencia de armónicos

La norma IEEE-519 establece los siguientes valores en condensadores utilizados para corrección del factor de potencia cuando se encuentran presentes componentes armónicos en el sistema:

135 % de los KVAR nominales.
 110 % tensión nominal RMS.
 180 % corriente nominal RMS.

Se espera que con estas capacidades de sobrecarga, se provea las márgenes necesarias ante sobretensiones en el sistema y/o ante componentes armónicas. Los kVAR del banco de condensadores con componentes armónicos se calcula con:

$$kVAR = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \quad (5.3)$$

donde $V_h, I_h = \text{Valores RMS}$

El efecto corona tiene un importante impacto en la vida de los condensadores y depende de la tensión de pico y no de la tensión RMS en el condensador. Dos ondas de tensión con el mismo valor RMS pueden tener valores muy diferentes de tensión pico, ya que el valor RMS no considera el desfase existente entre los componentes armónicos, por ello, el valor dado por la IEEE-519 del 110 % para la tensión no es muy adecuado ya que sólo considera valores RMS.

5.6. Modelado de elementos para el análisis armónico

Hay dos requisitos fundamentales para hacer un buen análisis armónico:

- Razonable precisión al representar las ramas con modelos dependientes de la frecuencia.
- Razonable precisión al modelar las fuentes de armónicos y las cargas lineales.

La mayor dificultad consiste en la dependencia de la frecuencia de los elementos involucrados. A continuación se describen algunos de los modelos a utilizar en caso de haber armónicos:

5.6.1. Líneas de transmisión

Éste es el elemento para el cual existen los modelos más precisos de dependencia con la frecuencia. Si el

orden de los armónicos considerados es bajo, se pueden usar modelos para bajas frecuencias (Lewis) basados en aproximaciones a las correcciones de Carson, modelos altamente sofisticados que usan todas las correcciones de Carson (J. Marti en el ATP) o modelos que se basan en el concepto de profundidad de penetración compleja (que pueden ser considerados en un estudio que involucre armónicos de alto orden).

5.6.2. Máquinas sincrónicas

Se modelan con la impedancia de secuencia apropiada para cada armónico. Una buena aproximación es tomar la inductancia de secuencia positiva igual a la inductancia de secuencia negativa.

$$L_2 = \frac{L_d'' + L_q''}{2} \quad (5.4)$$

L_d'' = Inductancia subtransitoria de eje directo.

L_q'' = Inductancia subtransitoria de eje en cuadratura.

La inductancia de secuencia cero, generalmente no es necesaria, dado que la conexión comúnmente usada (delta estrella) para el transformador del generador aísla este último de la secuencia cero. El CIGRE recomienda sumar a la inductancia de secuencia negativa una resistencia en paralelo con el modelo de la máquina.

5.6.3. Bancos de condensadores y filtros pasivos

Elementos R, L y C concentrados se modelan como elementos lineales. Se debe tener especial cuidado con la localización exacta de los capacitores, ya que la respuesta del sistema es extremadamente sensible a estos elementos.

5.6.4. Transformadores

El modelo para el transformador consiste en una resistencia en serie con la inductancia de dispersión y una inductancia paralelo de magnetización con una resistencia en paralelo de pérdidas. Para este tipo de estudios generalmente se desprecia la saturación del hierro.

Tanto la resistencia como la inductancia serie de dispersión varían con la frecuencia debido al efecto piel (o pelicular), pero este efecto no tiene mayor influencia en todo el sistema debido a que la resistencia del transformador es pequeña comparada con la del resto del sistema de potencia. El CIGRE propone adicionarle en paralelo una resistencia a la reactancia de dispersión (más adelante se profundiza en el análisis de la saturación magnética de núcleos y la selección de transformadores en presencia de distorsión).

5.6.5. Cargas lineales variables con la frecuencia

Uno de los elementos más difíciles de modelar en función de la frecuencia es este tipo de cargas. La dificultad radica en la gran variedad de este tipo de cargas, ya que la respuesta a la frecuencia debe ser obtenida en forma experimental. El CIGRE ha publicado algunos resultados al respecto. Muchos de los estudios que se han hecho sobre armónicas han despreciado las cargas lineales o las han supuesto como una resistencia e inductancia constantes. Estos valores de resistencia e inductancia son obtenidos de las características a 60 Hz de la carga.

5.6.6. Sistema externo

Dadas las dimensiones de un sistema de potencia, no es práctico ni económico involucrar en detalle todos los elementos del sistema en estos estudios. Para ello, se utilizan modelos equivalentes más allá de las barras en

las que no se tiene interés. El equivalente más simple es el de corto circuito (equivalente Thevenin) a 60/50 Hz, el que se sigue considerando válido para las diferentes componentes armónicas.

Un equivalente mucho más real, resulta de obtener la respuesta a la frecuencia en las barras frontera. Debido a la presencia de condensadores en el sistema, esta respuesta está caracterizada por una serie de polos y ceros. Mediante técnicas de síntesis de circuitos, se obtiene un circuito de parámetros concentrados (R-L-C) cuya respuesta en frecuencia se aproxima a la real, cuando esto se logre, el circuito sintetizado reemplazará el sistema externo en la barra frontera en el análisis armónico. Debido a que los armónicos pueden ser de cualquier secuencia, se tiene que encontrar equivalentes para la secuencias positiva, negativa y cero.

5.7. Técnicas usadas para el análisis armónico

Como se dijo en el capítulo 4, el análisis de ondas no senoidales en sistemas de potencia puede realizarse en el dominio del tiempo o de la frecuencia.

5.7.1. Análisis en el dominio del tiempo

Está basado en técnicas de integración numérica, un ejemplo es el ATP, los pasos que sigue este método son:

- Se representa el sistema mediante ecuaciones diferenciales.
- Se parte de unas condiciones iniciales.
- Se integran las ecuaciones diferenciales en el tiempo.
- Una vez que se ha llegado al estado estacionario, a las formas de onda en el tiempo se les aplica el algoritmo de la transformada rápida de Fourier (FFT), luego se hace el cálculo de los coeficientes de la serie de Fourier (5.1), para así obtener el espectro armónico.

La gran ventaja de este método es la de poder reflejar con bastante precisión las características del sistema y las cargas no lineales, por ejemplo, en el ATP se puede incluir el sistema de control (con la rutina TACS) de los convertidores de estado sólido. Por otro lado, este método exige un conocimiento detallado de la forma como operan las cargas no lineales y un esfuerzo computacional mucho mayor al requerido por las técnicas de inyección de corriente.

5.7.2. Análisis en el dominio de la frecuencia

El análisis en el dominio de la frecuencia es usado ampliamente en ingeniería, y para este caso la técnica de inyección de corriente es generalmente aplicada dada su sencillez. El método de inyección de corriente asume que las corrientes armónicas generadas por las cargas no lineales son independientes de la distorsión de tensión y de las impedancias armónicas del sistema. En este caso, la carga no lineal es modelada como una fuente ideal de corrientes armónicas y el sistema de potencia es representado por la matriz de impedancias para cada armónico de interés.

La inyección de corriente se aplica en forma directa, y como su nombre lo indica, al tipo de cargas no lineales que originan armónicos de corriente, como es el caso de los convertidores de estado sólido. La mayor desventaja de esta técnica es la de no reflejar con precisión la naturaleza de las cargas no lineales, si el convertidor opera bajo condiciones ideales los resultados serán buenos, pero si por el contrario, el convertidor está sujeto a condiciones desbalanceadas esta técnica será inadecuada.

Otro método usualmente utilizado es el análisis no lineal en el dominio de la frecuencia (método de Newton acoplado), éste es un método iterativo en el que en cada iteración se aplica la técnica de inyección de

corriente, pero con la diferencia de que la corriente armónica inyectada es actualizada en cada paso. La secuencia del método es la que sigue:

- Se parte de unas condiciones senoidales puras de tensión en las barras donde están las cargas no lineales.
- A partir de las armónicas de tensión en las barras y de las características de la carga no lineal, se formulan las ecuaciones diferenciales para las corrientes de la carga no lineal.
- La solución de estas ecuaciones provee las corrientes, y mediante un análisis de Fourier se obtiene el espectro de corrientes armónicas.
- Con estas corrientes se aplica la técnica de inyección de corrientes y se obtiene una nueva forma de onda de tensión en las barras.
- Se actualizan los componentes armónicos de tensión en las barras donde están conectadas las cargas no lineales.
- El proceso se repite hasta que el criterio de convergencia se satisface.

El criterio de convergencia se aplica a la variación en magnitud y fase de las componentes armónicas entre dos iteraciones consecutivas. El problema, con este método, es que puede divergir, por ejemplo, bajo una condición de resonancia.

A continuación, se expone el análisis y simulación de un sistema de dos barras utilizando ATP e inyección de corrientes:

5.8. Ejemplo de análisis en un sistema de dos barras (tomado de [Wilson XU web page, Universidad de Alberta])

Problema: considérese el sistema industrial de la Figura 5.3. El sistema consiste de dos barras IND1 y IND2 conectadas a través de una línea corta, trifásica y de cuatro hilos. La compañía de servicio eléctrico alimenta el sistema a través de un transformador 69kV/13.8 kV. Un puente trifásico de conmutación natural es conectado a la barra IND2. Determine los armónicos de tensión así como el THD en las barras IND1 y IND2.

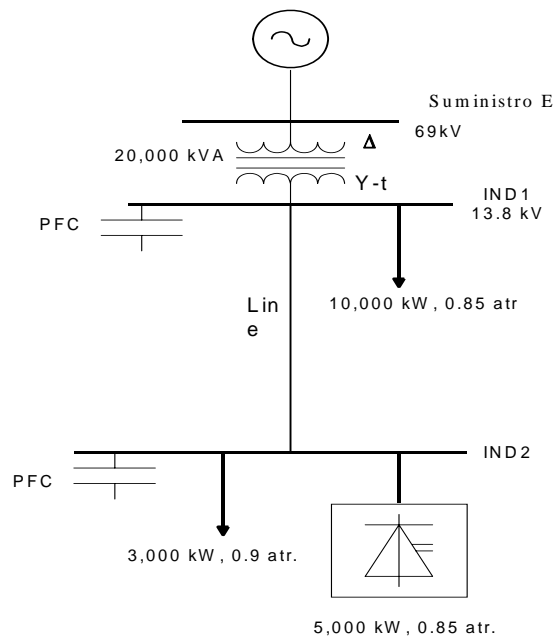


Figura 5.3. Diagrama unifilar del problema.

Los datos del sistema son:

1. Empresa de suministro: 69 kV, barra infinita.
2. Transformador: 69kV- Δ /13,8kV-Y-t, 20.000 kVA, R = 0,5%, X = 8%.
3. Línea: línea de distribución corta trifásica con hilo a tierra:
 - a. Resistencia total de secuencia positiva R= 0.02 pu
 - b. Reactancia total de secuencia positiva X= 0.06 pu
4. Carga en IND1: 10.000 kW, 0,85 fp atr. , (en esta carga, el 60% es motriz).
5. Carga en IND2: 3.000 kW, 0,9 fp atr. (bastante resistiva y comercial).
6. Puente convertidor en IND2: Rectificador trifásico de conmutación natural, 5.000 kW, 0.85 fp atr.
7. El rectificador produce un espectro característico en sus magnitudes armónicas de fase y amplitud
8. Corrección del factor de potencia: capacitores en IND1 y IND2 (hacen una compensación total de la carga).

5.8.1. Discusión

El análisis se hará utilizando el sistema equivalente en por unidad (pu). Las cantidades base son:

Potencia base = 10,000 kVA

Impedancia base (sobre el lado 13.8 kV) = 19Ω .

En este ejemplo, solamente serán considerados los armónicos de secuencias positiva y negativa. Se asume al sistema, simétrico y balanceado. Se presentan dos métodos de solución que luego son comparados: En el dominio de la frecuencia usando MatLab y en el dominio temporal usando ATP (Los respectivos archivos están listados en el anexo).

5.8.2. Estudio del flujo de carga

El objeto del estudio del flujo de carga, es obtener las magnitudes de la tensión y el ángulo de fase para la frecuencia fundamental. Éste será usado como base de cálculo de la tasa de armónicos (THD). Posteriormente, se utilizará en la descripción del ángulo de la fase de la fuente de armónicos.

La impedancia del sistema se expresa en pu en la base dada. Los datos del flujo de carga se muestran en la Tabla 5.1. Se asume que la tensión de la compañía de suministro es 1 pu. Los cálculos para la obtención de los datos del flujo, incluyendo la impedancia en por unidades, se muestran en el archivo *.M que se anexa. La solución del flujo de carga se obtuvo mediante el PowerSystems Blok Set de MatLab, aunque también se hubiera podido obtener con cualquier otro programa (por ejemplo IPFLOW2.1). Los resultados se muestran en la Tabla 5.2.

En este sistema sólo se presenta una fuente de armónicos, por ello, la información de la fase para la solución del flujo de carga no es crítica. Además, la tensión del sistema está muy cerca a 1pu. Esto permite que se salte el flujo de carga y que directamente se proceda al cálculo de los armónicos, usando 1pu como base de la tensión para el cálculo de la distorsión THD.

Tabla 5.1. Datos de los ramales.

Desde Barra	Hasta barra	R (pu)	X (pu)	Charging (pu)	Tipo de Elemento
E	IND1	0.0025	0.04	0	Transformador
IND1	IND2	0.0011	0.0032	0	Línea

Tabla 5.2. Datos de las barras.

Barra	P-gen	Q-gen	P-carga	Q-carga	Shunt	V	Fase
E	1.860	0.152	0	0	0	1.0	0.0
IND1	0	0	1.0	0.62	0.62	0.992	-4.16
IND2	0	0	0.8	0.455	0.455	0.991	-4.3

5.8.3. Análisis en el dominio de la frecuencia

Los equivalentes de secuencia positiva/negativa de la impedancia armónica del sistema se muestran en la Figura 5.4 (h es el índice armónico). El sistema es balanceado, por ello, los equivalentes de secuencia positiva y negativa son idénticos. De esta manera, sólo un circuito será necesario para el análisis armónico. La manera de modelar el sistema se detalla en el apartado 5.5 y 5.6. También se puede encontrar información en el capítulo 2 de [3]. A continuación, se da el detalle de los cálculos. Haciendo referencia a la Figura 5.4, cada dispositivo es modelado como sigue:

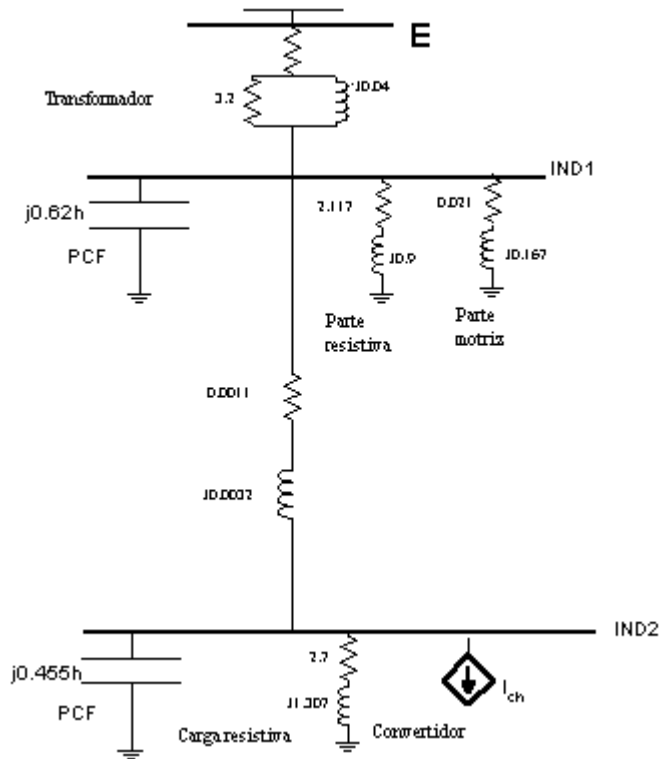


Figura 5.4. Diagrama de impedancias del sistema.

Sistema de la empresa de suministro: la empresa de suministro es considerada como una barra infinita. De manera tal, ésta será sólo una fuente de tensión a frecuencia fundamental con una impedancia de valor cero. A frecuencias superiores a la fundamental, el sistema de suministro se representa como un cortocircuito en la barra E.

Transformador: El transformador es representado por una combinación de impedancias en serie y paralelo entre las barras E y IND1. Haciendo referencia a la Figura 5.4, los valores de estos elementos para el armónico h , son calculados directamente de la impedancia serie a frecuencia fundamental del transformador:

Impedancia serie del transformador a la fundamental: $Z_T = R_T + jX_T = 0,0025 + j 0,04$ p.u.

Resistencia serie para el armónico: $R_s = R_T = 0,0025$ p.u.

Reactancia paralela: $X_p = h X_T = 0,04 h.R$

Resistencia paralela: $R_p = 80 X_T = 3,2$ p.u.

Así, la impedancia equivalente armónica del transformador entre E y IND1 está dada por (5.5):

$$Z_{Th} = R_s + \frac{h^2 X_T^2 R_p}{R_p^2 + h^2 X_T^2} + j \frac{h X_T R_p^2}{R_p^2 + h^2 X_T^2} \quad h > 1 \quad (5.5)$$

Línea de transmisión: con referencia a la Figura 5.4, una representación muy simple es la utilizada para la impedancia armónica (ya se ha mencionado que existen modelos sofisticados, véase J. Martí[8]). Se puede hacer esta simplificación debido a que es una línea de corta longitud, su capacitancia es despreciable y sólo la impedancia serie es usada (5.6).

$$Z_{Lh} = R_L + jhX_L = 0.0011 + j0.0032h \quad h \geq 1 \quad (5.6)$$

donde, R_L y X_L son, respectivamente, la resistencia serie en p.u. y la reactancia de la línea a la frecuencia fundamental. Obsérvese que en la ecuación (5.6) se desprecia el efecto piel. Éste puede ser incluido modificando la parte resistiva de la impedancia de línea [3] de acuerdo con (5.7).

$$R_{Lh} = R_L \left[1 + \frac{0.646h^2}{192 + 0.518h^2} \right] \quad (5.7)$$

Carga en IND1: La carga de IND1 está conformada por un 60% de motores de inducción y un 40% de carga resistiva (incluyendo el acoplamiento con la reactancia del transformador).

1. La parte motora es representada por un circuito serie R-X , asociado a la impedancia a rotor bloqueado del motor. Esta parte se calcula así:

Se asume un factor de potencia 0.8 en atraso.

Potencia real del motor: $P_M = 0,6 P_{IND1} = 0,6$ p.u., P_{IND1} es el total de la carga en la barra.

Potencia instalada del motor (potencia aparente): $S_M = P_M / (0,8) = 0,75$ p.u.

Asumiendo un factor de severidad $K_I = 8$ (El factor de severidad es la relación entre el arranque y la corriente en estado estacionario del motor). Por ello, la reactancia a rotor bloqueado de la parte motriz en p.u. a la frecuencia fundamental , se calcula por (5.8):

$$X_M = \frac{V^2}{K_I S_M} = \frac{1}{8 S_M} = 0.167 \text{ pu} \quad (5.8)$$

En (5.8) se asume la tensión de operación en 1 p.u. para el motor. La parte resistiva de la impedancia en p.u. a rotor bloqueado es encontrada asumiendo un factor de calidad de 8 para el circuito del rotor: $R_M = X_M/8 = 0,021$ p.u. Así, la impedancia armónica del motor en la Figura 5.4 está dada por (5.9).

$$Z_{Mh} = 0.021 + j0.167h \quad (5.9)$$

2. La parte resistiva en IND1 es representada por una impedancia serie R-X. Las partes que comprenden la impedancia son calculados de acuerdo al consumo de potencia de la carga como sigue:

Potencia resistiva de la carga: $P_R = 0,4$ $P_{IND1} = 0,4$ p.u.

Potencia reactiva: $Q_R = Q_{IND1} - Q_M = 0,62 - 0,6$ $S_M = 0,17$ p.u.

Potencia instalada de la parte resistiva: $S_R = 0,435$ p.u. con $0,92$ atr ($\phi_R = 23^\circ,03$).

El valor de la impedancia fundamental en p.u. que produce la misma potencia con una tensión de 1 p.u. es:

$Z_R = 1/S_R = 2.3$ p.u. $X_R/R_R = \tan(\phi_R) = 0,425$.

Por lo tanto : $R_R = 2,117$ p.u. ; $X_R = 0,9$ p.u.

La impedancia armónica total en la barra IND1 es: $Z_{Rh} = 2.117 + j0.9h$ (5.10)

Carga resistiva en IND2: siguiendo el mismo procedimiento aplicado para la carga de la barra IND1, la impedancia armónica en p.u. de la carga en IND2 se obtiene así:

Potencia de la carga y factor de potencia: $P_R = 0,3$ p.u. ; $fp = 0,9$ atr ($\phi_R = 25^\circ,84$).

Potencia instalada: $S_R = P_R/0,9 = 0,333$.

Impedancia fundamental en p.u.: $Z_R = 1/S_R = 3$ p.u., $X_R/R_R = \tan(25^\circ.84)$, $R_R = 2,7$ p.u. , $X_R = 1,307$ p.u.

De esto, la impedancia armónica de la carga será: $Z_{R2h} = 2.7 + j1.307h$ (5.11)

Capacitores para la corrección del factor de potencia: Con referencia a la Figura 5.4, los PFCs son representados por la susceptancia armónica. La susceptancia fundamental del capacitor es calculada a partir de los datos del flujo de carga, puesto que cada capacitor hace la compensación de la carga en cada barra.

El puente convertidor en IND2: como se muestra en la Figura 5.4, el convertidor es representado como una inyección de corrientes armónicas (fuente de corriente) en IND2. El convertidor produce un espectro armónico característico y la corriente fundamental se calcula como sigue:

Potencia instalada: $S_c = P_c/0,85 = 0,588$ p.u.

Corriente fundamental: $I_{c1} = S_c/V_{IND2} = 0,594$ p.u. (del flujo de carga $V_{IND2} = 0,991$ p.u.).

Los armónicos de corriente en p.u. para el convertidor están dados en la Tabla 5.3:

Tabla 5.3. Armónicos de corriente del convertidor.

h	5	7	11	13	17	19	23	25	29
%I _{c1}	0.2	0.143	0.091	0.077	0.059	0.053	0.043	0.04	0.034
I _{ch}	0.119	0.085	0.054	0.046	0.035	0.031	0.026	0.024	0.020
ϕ_h	$-\phi$	0	$-\phi$	0	$-\phi$	0	$-\phi$	0	$-\phi$
h	31	35	37	41	43	47	49		
%I _{c1}	0.032	0.029	0.027	0.024	0.023	0.021	0.02		
I _{ch}	0.019	0.017	0.016	0.014	0.014	0.012	0.012		
ϕ_h	0	$-\phi$	0	$-\phi$	0	$-\phi$	0		

5.8.3.1. Método de Cálculo

La matriz de admitancias nodales es usada para el cálculo de los armónicos de tensión. Con referencia a la topología del circuito en la Figura 5.4, para cada frecuencia del convertidor esta matriz debe ser calculada de acuerdo con (5.12):

$$Y_h = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{Th}} + \frac{1}{Z_{Lh}} + \frac{1}{Z_{Mh}} + \frac{1}{Z_{Rh}} + j0.62h & -\frac{1}{Z_{Lh}} \\ -\frac{1}{Z_{Lh}} & \frac{1}{Z_{Lh}} + \frac{1}{Z_{R2h}} + j0.455h \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

Invirtiendo la matriz de admitancia nodal, se obtiene la matriz de impedancia nodal para cada orden armónico:

$$Z_h = Y_h^{-1} \quad (5.13)$$

Consecuentemente, los armónicos de tensión en la barra IND1 (correspondientes a la fila 1 y columna 1 de las matrices) se encuentran utilizando la impedancia de transferencia, $Z_h(1,2)$, entre los nodos 2 y 1 (IND2 e IND1). La tensión armónica en la barra IND2 (correspondiente a la fila 2 y columna 2 de las matrices) se encuentra utilizando la impedancia al impulso (propia), $Z_h(2,2)$, en la barra 2.

$$\begin{aligned} V_{IND1,h} &= Z_h(1,2)I_{ch} \\ V_{IND2,h} &= Z_h(2,2)I_{ch} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Nótese que el convertidor fue representado como una fuente de corriente inyectada en el nodo 2 de la red.

La Figura 5.5 muestra la impedancia al impulso y la impedancia de transferencia en (5.14). Como se puede apreciar, el sistema presenta dos frecuencias de resonancia: una alrededor del 5^o armónico y otra alrededor del 35^o armónico.

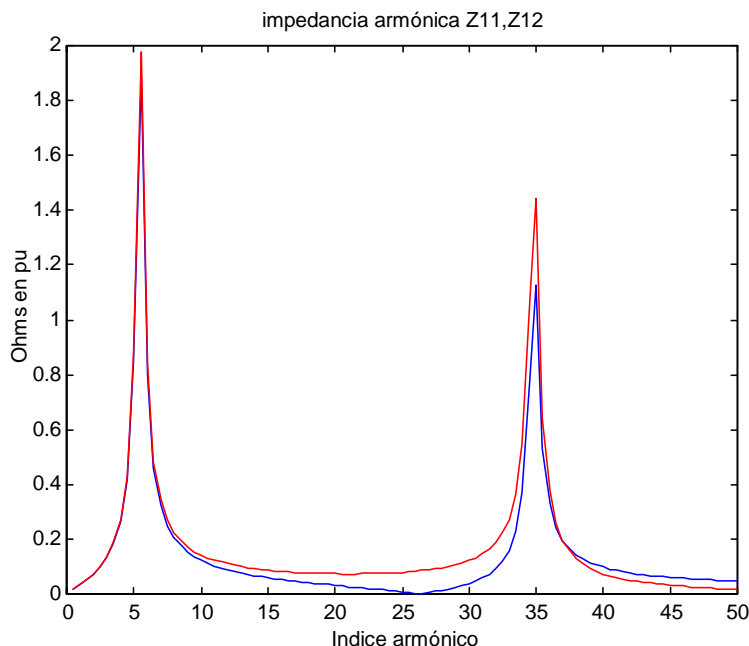


Figura 5.5. Impedancia armónica del sistema.

La Figura 5.6 muestra los armónicos de tensión en las dos barras del sistema. Se puede observar que los armónicos de tensión 5^o y el 35^o son amplificados debido a la resonancia que muestra la impedancia.

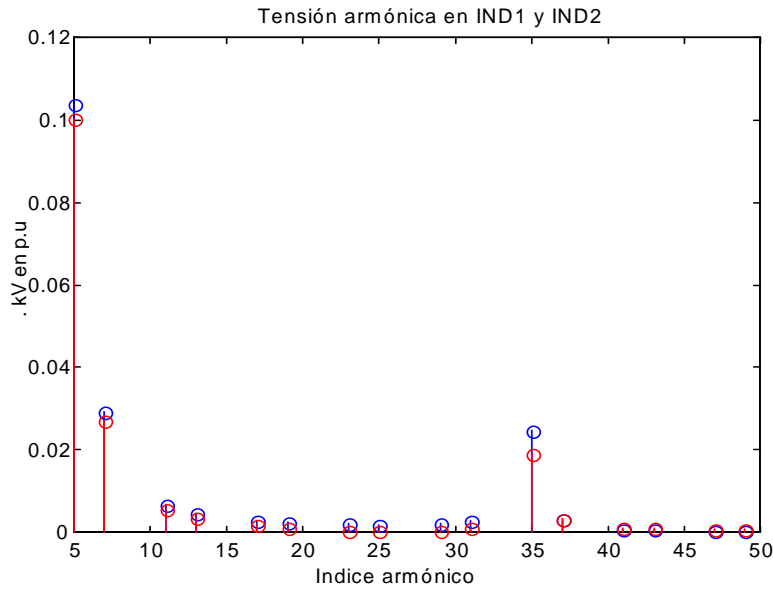


Figura 5.6. Armónicos de tensión

5.8.4. Modelado en el dominio del tiempo EMTP-ATP

El propósito de los cálculos siguientes es mostrar cómo este problema puede ser resuelto usando modelado y simulación con ATP. El circuito equivalente de secuencia positiva/negativa usado por el ATP se muestra en la Figura 5.7. Allí, el circuito tiene la misma topología que la utilizada en el ejemplo precedente, de resolución en el dominio de la frecuencia.

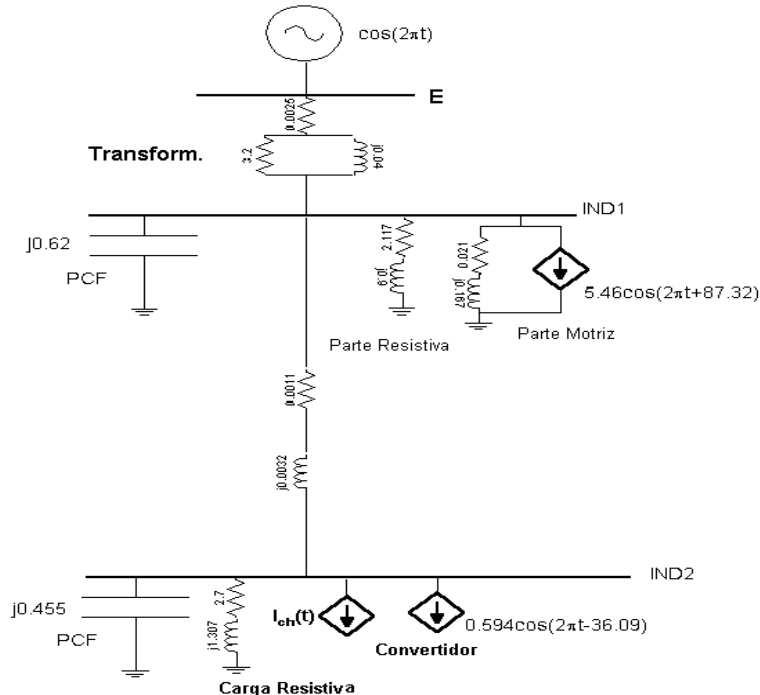


Figura 5.7. Modelo del problema ATP (simulación monofásica).

Los datos del circuito son expresados en términos de inductancia y capacitancia. Una fuente de corriente armónica es conectada en la barra del convertidor. Adicionalmente, se incluyen las fuentes a frecuencia fundamental para deducir de ellas las formas de onda del sistema. En este ejemplo, incluir estas fuentes no es necesario, puesto que el circuito es lineal. Así es que, a pesar de la ausencia de estas fuentes, la misma respuesta para la tensión armónica puede ser obtenida. Fuentes a la frecuencia fundamental son necesarias, si se desea lograr precisión en la forma de onda, considerando la interacción con la no linealidad del circuito. Para calcular los datos del sistema se procede de la manera que sigue.

5.8.4.1. Cálculo de la Inductancia y la Capacitancia

Esto podría requerir convertir los valores conocidos en p.u. de la impedancia fundamental a los correspondientes H o F. Sin embargo, se tiene una opción alternativa poniendo la inductancia y la capacitancia en p.u..

El cálculo en p.u. de la inductancia y la capacidad utiliza el tiempo en p.u. Por conveniencia, la base será 1/60 Hz. Quiere decir, que el tiempo 1 p.u. será equivalente a 1 período fundamental. La inductancia y capacitancia se calculan como sigue:

$$v(t) = L \frac{di}{dt} = L \frac{di}{dt' t_B} = fL \frac{di}{dt'} = X_B \frac{X'_L}{2\pi} \frac{di}{dt'} \Rightarrow v'(t') = \frac{X'_L}{2\pi} \frac{di'}{dt'} \quad (5.15)$$

$$i(t) = C \frac{dv}{dt} = fC \frac{dv}{dt'} = B_B \frac{B'_C}{2\pi} \frac{dv}{dt'} \Rightarrow i'(t') = \frac{B'_C}{2\pi} \frac{dv'}{dt'} \quad (5.16)$$

donde:

$t_B = 1/f$ es el tiempo base.

t' es el tiempo en pu.

X_B, B_B son respectivamente, las reactancias y susceptancias base.

X'_L, B'_C son respectivamente, la reactancia fundamental en p.u. y la susceptancia del inductor y capacitor respectivamente.

Así, la inductancia y capacitancia en p.u. provienen del valor de la reactancia y susceptancia fundamentales en p.u. respectivamente, divididas por 2. El ATP data card permite hacer esta simplificación, poniendo el carácter en `XOPTION = COPTION = 1.0`. Así, se hace que el ATP acepte los datos de las ramas como reactancias o susceptancias fundamentales en p.u. . Esta opción facilita la entrada de datos y de esta forma no será necesaria la conversión (el ATP desarrolla (5.15) y (5.16) internamente).

La Figura 5.7 muestra las reactancias y susceptancias fundamentales en p.u. del sistema tal y como se introdujeron en el archivo de datos del ATP. Estos valores se tomaron de los datos previos en el dominio de la frecuencia.

5.8.4.2. Modelado de las fuentes

Obtener la forma de onda de tensión bastante aproximada, requiere que la fuente fundamental así como los armónicos sean descritos con su ángulo correcto. Con referencia a la Figura 5.7, la compañía de suministro es modelada como una fuente de tensión en la barra E con amplitud unitaria y ángulo cero. Nótese que la función *cos* es usada para hacer la descripción de la fuente. Esto se debe a que el ATP también hace el cálculo de los ángulos de fase de los armónicos.

Para el motor de inducción en la barra IND1, debe agregarse una fuente de corriente fundamental, puesto que la estructura de R-X en serie no representa con exactitud la ecuación de la corriente fundamental del motor (5.17), ésta es la corriente que describe al motor a frecuencia fundamental y su cálculo proviene del flujo de carga. Específicamente, la ecuación (5.18) es la corriente que el motor describe a frecuencia fundamental, tal y como se calcula por la representación de esta máquina en el circuito de la figura (5.7) :

$$\bar{I}_1 = S_M^* / \bar{V}_M^* \approx 0.75 \angle -36.87 / 1 \angle 4.16 = 0.75 \angle -41.03 \text{ puA} \quad (5.17)$$

$$\bar{I}'_1 = \bar{V}_M / (R + jX) + \bar{I}_M = 1 \angle -41.16 / (0.021 + j0.167) + \bar{I}_M = 5.95 \angle -87 + \bar{I}_M \quad (5.18)$$

donde, I_M es el incremento en la fuente de corriente. Los ángulos de fase se obtienen de la solución del flujo de carga, así como el factor de potencia. De las ecuaciones (5.17) y (5.18) se obtiene el incremento de la fuente de corriente representada en la Figura 5.7.

$$\bar{I}_M = \bar{I}_1 - \bar{I}'_1 = 5.46 \angle 87.32$$

El convertidor en la barra IND2 se modela como una combinación de una fuente de corriente fundamental y las corrientes armónicas. La corriente fundamental del convertidor en la Figura 5.7 se calcula a partir de la solución del flujo de carga, así como el ángulo de fase de la barra de tensiones y el factor de potencia del convertidor. El valor de la fuente armónica se calcula usando la Tabla 5 y el ángulo de fase del n -ésimo armónico se encuentra de acuerdo con (5.19).

$$\psi_n = \psi_1 + n\theta_n \quad (5.19)$$

donde: ψ_1 es el ángulo de la corriente fundamental,

θ_n es el ángulo del armónico relativo a la fundamental de la corriente (Tabla 5.4).

Tabla 5.4 : Fuente de corriente equivalente en IND2.

Armónico nivel	Descripción
5	0.119cos(5t-0.45)
7	0.085cos(7t+107.37)
11	0.054cos(11t+143)
13	0.046cos(13t-109.17)
17	0.035cos(17t-73.53)
19	0.031cos(19t+34.29)
23	0.026cos(23t+69.93)
25	0.024cos(25t-112.32)
29	0.020cos(29t-146.61)
31	0.019cos(31t-38.70)
35	0.017cos(35t-3.15)
37	0.016cos(37t+104.67)
41	0.014cos(41t+140.31)
43	0.014cos(43t-111.87)
47	0.012cos(47t-76.23)
49	0.012cos(49t+31.59)

Más adelante se hará una profundización en el análisis de los armónicos característicos y el simulado de los convertidores. La Tabla 5.4 muestra la descripción de la fuente de corriente armónica equivalente tal como es incluida en el ATP. (Recuérdese: tiempo en p.u.)

La Figura 5.8 Muestra la forma de onda de la tensión. La Figura 5.9 muestra el contenido armónico de la tensión.

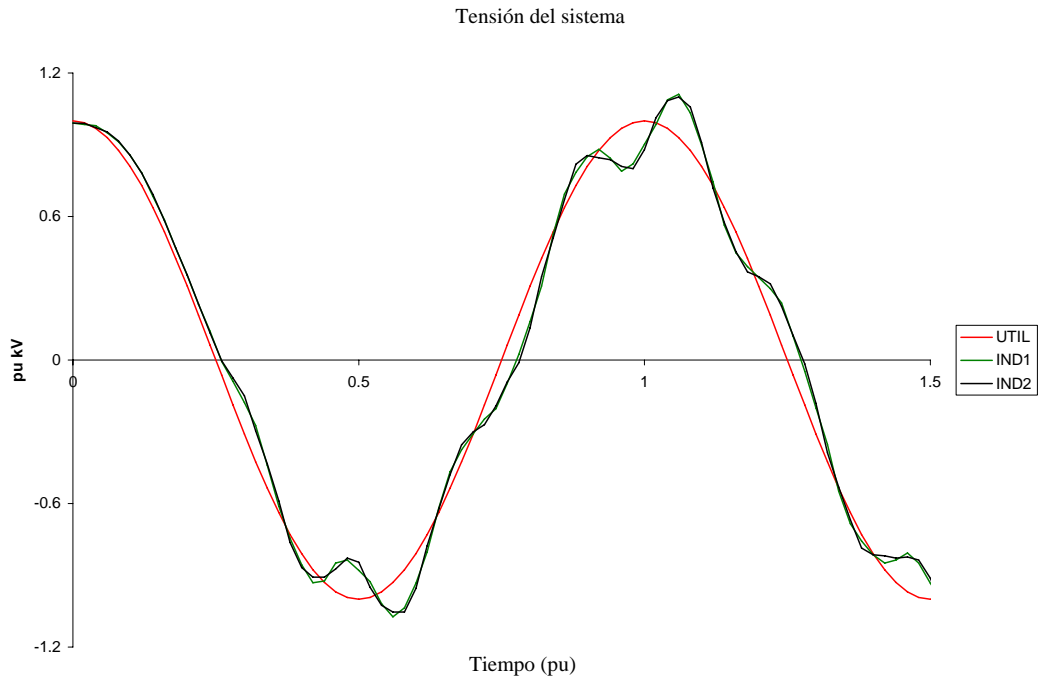


Figura5.8. Forma de onda de la tensión.

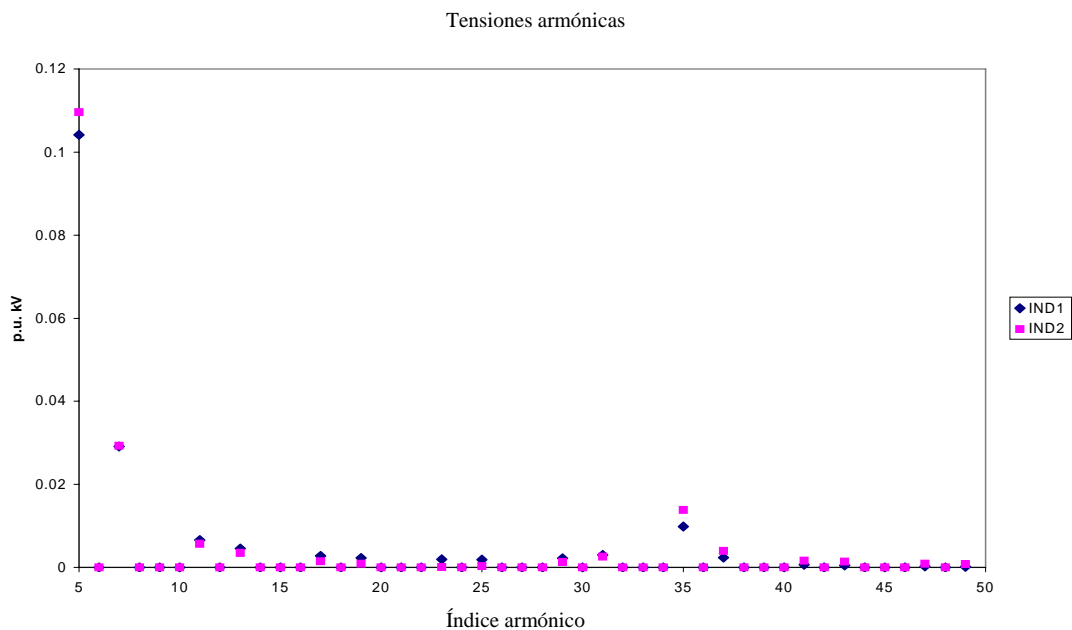


Figura 5.9. Contenido armónico de la tensión del sistema.

CAPÍTULO 6

MODELADO DE FUENTES DE DISTORSIÓN ARMÓNICA

En lo que respecta a las fuentes de perturbación, éstas se han clasificado (resumido el tema que se pretende abarcar) fundamentalmente en perturbaciones provenientes por efectos de la conmutación, fuentes de contaminación resultado de la saturación magnética y efectos provenientes del arco eléctrico.

6.1. Lo que hace de la electrónica de potencia una fuente de perturbación

El avance tecnológico que ha dado la electrónica de potencia ha hecho de ella la principal herramienta para el procesamiento de la energía eléctrica. Esto hace que la electrónica de potencia sea utilizada de manera masiva en la industria. Los ejemplos más comunes son:

6.1.1. Convertidores de Conmutación natural

La disminución de precio, la confiabilidad de los diodos y tiristores, y como consecuencia de ello la proliferación de puentes convertidores, causo un incremento significativo de las cargas generadoras de armónicos. En la mayoría de los casos, estos problemas están presentes en el sistema de distribución. El objetivo de estos dispositivos es trabajar en la conversión CA/CD de potencia eléctrica. Las aplicaciones más comunes de los convertidores estáticos son: variadores de velocidad (ASD-“ adjustable speed drives”) para el control de motores, transmisión en continua HVCD, fuentes conmutadas. La operación trifásica de estos dispositivos, se fundamenta en la utilización de un puente en de seis pulsos tal como se muestra en la Figura 6.1, o configuraciones en paralelo con la intención de aumentar el numero de pulsos y así disminuir el grado de contaminación. Teóricamente, un convertidor estático inyecta corriente en el sistema con secuencia positiva y negativa. El numero de pulsos se refiere al numero de “jorobas” que se presentan por cada ciclo en la tensión CD.

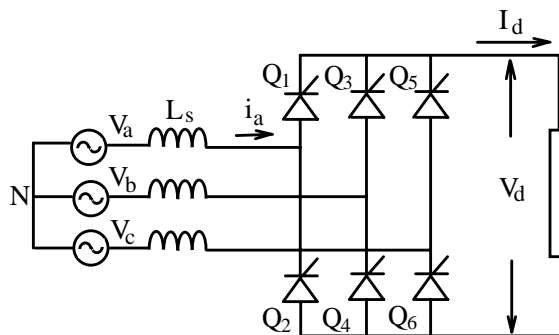


Figura 6.1. Convertidor de seis pulsos

En la Figura 6.1, cada par de tiristores es encendido (ángulo de disparo) y conduce hasta que la corriente es cero (por ello se debe el termino conmutación natural). Si el ángulo de disparo en el tiristor es cero, actuará exactamente como un diodo. La forma de onda de la corriente en el lado ca para un convertidor está presente 120 grados y ausente otros 60 para cada medio ciclo. Durante un período, se asume la corriente de

carga en el lado CD sin rizado (constante), éste caso ideal se debe a pensar en la existencia de un gran inductor en serie con la carga en el lado CD. Si se asume que no hay solapamiento en la conmutación, y el sistema trifásico balanceado, La descomposición en serie de Fourier de la corriente de fase es:

$$i_a(t) = \sum_h \frac{I_1}{h} \sin(h\omega_1 t + \delta_h) \quad (6.1)$$

donde $h = 1, 5, 7, 11, 13, \dots$ son los armónicos de corriente en el lado CA generados por un convertidor de seis pulsos. Esta formulación incluye todos los armónicos impares con excepción de los múltiplos de tres (operación balanceada). Los armónicos característicos en un puente convertidor (de corriente) se pueden expresar por $h = pn \pm 1$, donde n es un entero y p es el número de pulsos del convertidor. Para el caso ideal, las magnitudes de los armónicos de corriente del convertidor decrecen de acuerdo a la regla $1/h$. La Tabla 6.1 da la sucesión para la regla $1/h$ y los contenidos típicos de armónicos de corriente (en por unidad con relación a la componente fundamental) medidos en un convertidor de seis pulsos [3].

Tabla 6.1. Teórico y medida del contenido armónico de corriente para un convertidor de seis pulsos.

h	5	7	11	13	17	19	23	25
Regla ($1/h$)	.200	.143	.091	.077	.059	.053	.043	.040
Típico	.175	.111	.045	.029	.015	.010	.009	.008

6.1.2. Convertidores por modulación de ancho de pulso (PWM)

Una mejora en la forma de onda de los convertidores se puede lograr con los puentes PWM, éstos utilizan dispositivos de la electrónica de potencia que pueden ser controlados tanto al encendido como al apagado (IGBT). Por ello, las formas de onda de tensión y corriente pueden tener una mejora considerable, igualmente mejorar la capacidad de regulación en el lado CD.

El control en un convertidor PWM hace que el interruptor sea controlado por un tren de pulsos. Estos pulsos varían en duración (ancho) con la intención de reproducir (al ser filtrado) el sistema trifásico a 50/60 Hz para alimentar a la carga (conversión CD/ CA).

6.1.3. Cicloconvertidores

El cicloconvertidor es un dispositivo que convierte potencia CA de una frecuencia en CA de otra (conversión CA/CA), la frecuencia de salida en general es menor que la entrante. Son usualmente utilizados en variadores de velocidad de motores, con bajas revoluciones y torque alto (altas potencias). Los armónicos de frecuencia generados por el cicloconvertidor dependen en su mayoría de la frecuencia de salida, que al ser menor a la fundamental ocasiona problemas de subarmónicos, interarmónicos y fluctuaciones cíclicas de tensión.

6.1.4. Compensación estática de reactivos “Static VAR Compensator (SVC)”

La compensación estática de reactivos es equivalente a un controlador de tensión en el sistema. Este dispositivo controla la tensión de red ajustando la cantidad de potencia reactiva que pueda absorber o suministrar al sistema. Dentro de las aplicaciones típicas del SVC están la compensación local de potencia reactiva de las cargas industriales, la regulación de tensión en las redes de la empresa de suministro y el aumento de la capacidad de transporte en las líneas de transmisión. Una configuración típica de un SVC consiste en un banco shunt con un capacitor y con un tiristor que controla un inductor “tiristor control reactor” (TCR) conectados en paralelo.

6.2. Otros Dispositivos de la electrónica de potencia [1]

El alcance y aplicación de la electrónica de potencia hace por sí misma un área de la ingeniería, que ha desarrollado aplicaciones en todos los campos del procesamiento eficiente de la energía eléctrica, se podría decir que siendo fuente del problema de contaminación es también solución. Ésta ha desarrollado el

concepto Flexible AC Transmission System (FACTS) y Custom Power Systems (CPS) [2]. Se volverá sobre este sujeto en el tema d filtros activos.

6.2.1. Variadores de velocidad ASD

Una de las mayores aplicaciones de la electrónica de potencia está en el campo del manejo de la velocidad y torque de máquinas eléctricas (ASD). Cuando el control de torque y velocidad se hace por medios mecánicos y/o eléctricos que sólo involucran cargas lineales, no se presentan problemas de distorsión de tensión y corriente, sin embargo, estos métodos tienen las siguientes desventajas [3]:

- Altos costos.
- Mayores requerimientos de mantenimiento.
- Grandes tamaños.
- Generadores de ruido audible.
- Baja eficiencia.
- Mayores exigencias de infraestructura en la instalación.
- Baja confiabilidad.

Los ASD CD son usados para el control de velocidad y torque en máquinas CD. Cuando no se contaba con los elementos de electrónica de potencia el control continuo de motores CD se hacia como se muestra en la Figura 6.2.

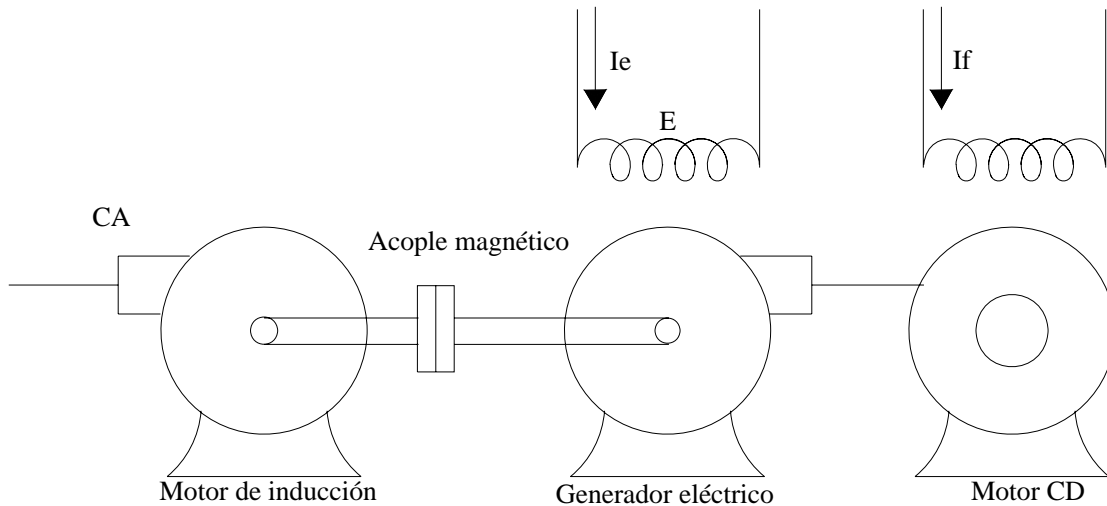


Figura 6.2. Control continuo de motores CD.

La tensión del motor CD se controla con la tensión CD generada, la cual se puede variar con la corriente de campo del generador CD. La gran ventaja de este arreglo es que se comporta como una carga lineal, desafortunadamente tiene todos los problemas mencionados anteriormente. La electrónica de potencia ha desplazado este tipo de sistemas reemplazándolos por los arreglos mostrados en la Figura 6.3.

Los motores CD pueden proveer un alto torque de arranque (motores serie) y es posible conseguir un control de velocidad sobre un amplio rango. Los métodos de control son normalmente simples y tienen menores requerimientos que para los CA.

Debido a la conmutación en los anillos los motores CD no son prácticos para aplicaciones de alta velocidad. Los motores CD tienen la desventaja, respecto a un motor CA, de requerir mayor mantenimiento, además son más pesados y costosos.

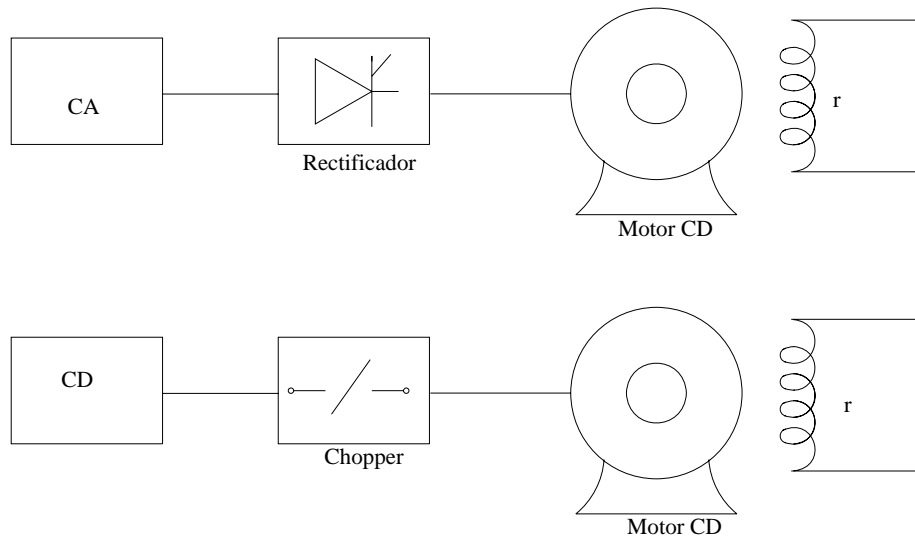


Figura 6.3. Control mediante electrónica de potencia.

Rectificadores controlados proveen una salida CD variable desde una fuente fija CA, igualmente un chopper se puede usar para el caso de tener una fuente CD fija para obtener una salida variable CD. Los ASD CD se pueden clasificar en:

- Monofásicos.
- Trifásicos.
- Prereguladores por conmutación (choppers).

La velocidad y torque de motores CD puede ser controlada por alguno de los siguientes métodos:

- Control de la tensión de armadura.
- Control de la corriente de campo.
- Control de la corriente de armadura, con corriente de campo fija.

La velocidad del motor a tensión nominal de armadura, corriente nominal de campo, y corriente nominal de armadura, es llamada velocidad base. En la práctica, para velocidades por debajo de la base, la corriente de campo y armadura son mantenidas constantes para mantener un mismo torque sobre la carga, se varía la tensión de armadura para controlar la velocidad. Para velocidades por encima de la base, la tensión de armadura es mantenida constante y se varía la corriente de campo para cambiar la velocidad, permaneciendo constante la potencia desarrollada por el motor. La característica de control para el motor CD se muestra en la Figura 6.4.

6.2.1.1. ASD CD monofásicos

La tensión de armadura y la corriente de campo se controlan con el ángulo de disparo en los tiristores. La conmutación forzada en CD puede ser usada para mejorar el factor de potencia y reducir el contenido armónico en el lado CA.

La corriente de salida del conversor puede tener un alto contenido de rizado, con lo que se incrementan las pérdidas en el motor y se pueden presentar torques oscilantes. Para suavizar la corriente en CD se adiciona el inductor L_m , como se muestra en la Figura 6.5.

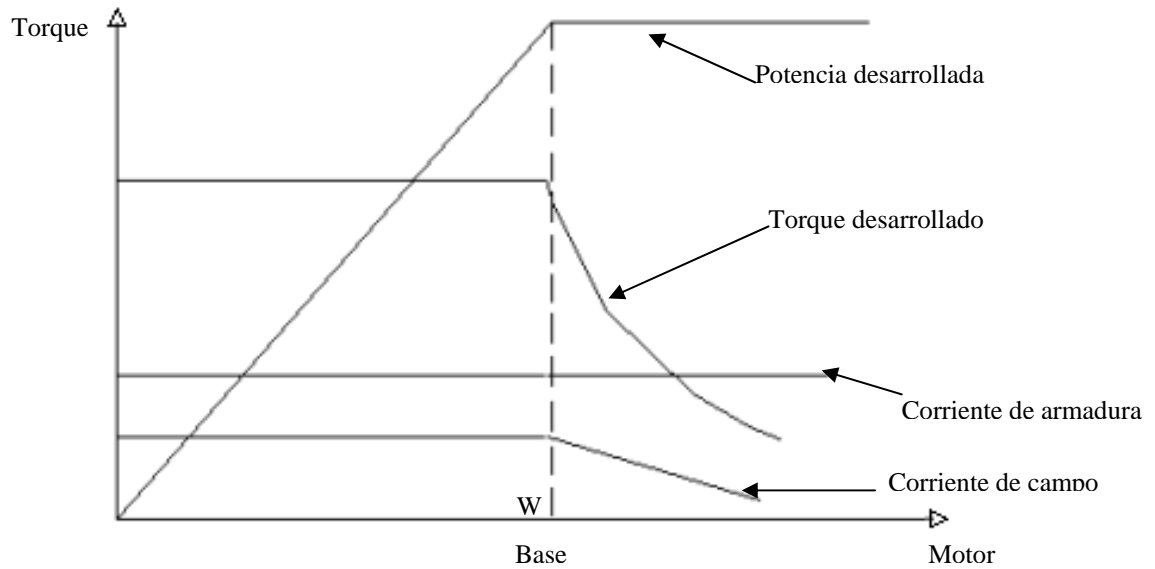


Figura 6.4. Característica de control para el motor CD.

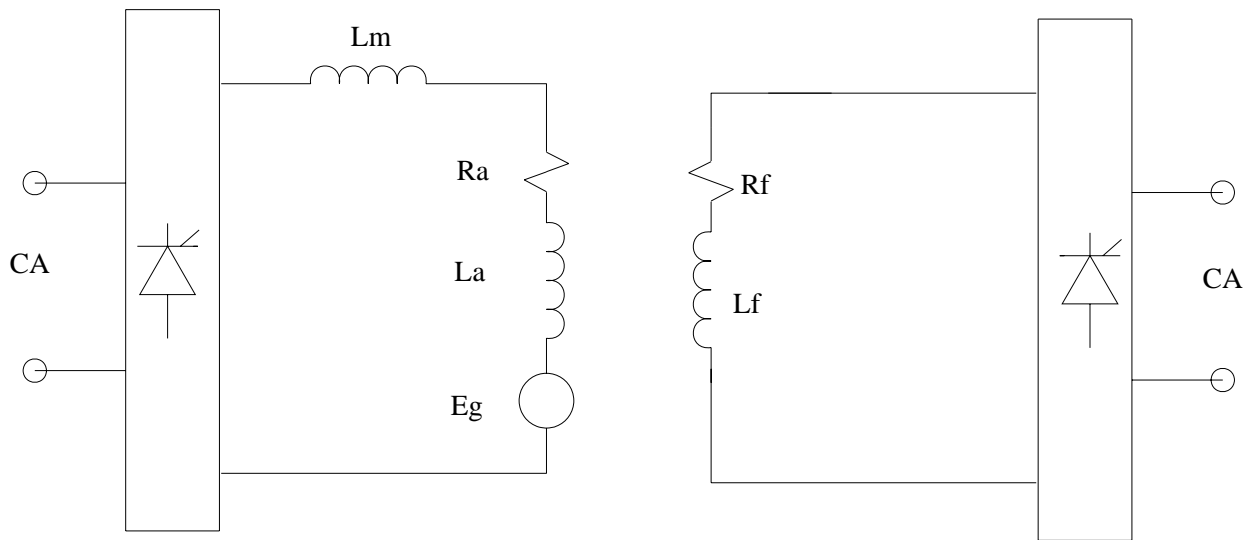


Figura 6.5. Adición de inductor L_m para suavizar la corriente en CD.

6.2.1.2. ASD CD trifásicos

Son usados para altas potencias, del orden de MW. El rizado de la tensión CD tiene una mayor frecuencia que en el caso monofásico y por ello requiere inductores de suavizamiento menores en CD. El montaje es igual al anterior solo que el convertidor de armadura es trifásico.

6.2.2. ASD para motores de inducción

Sin el uso de la electrónica de potencia la regulación de torque y velocidad se hace por métodos ineficientes y caros. Uno de los arreglos empleados se muestra en la Figura 6.6.

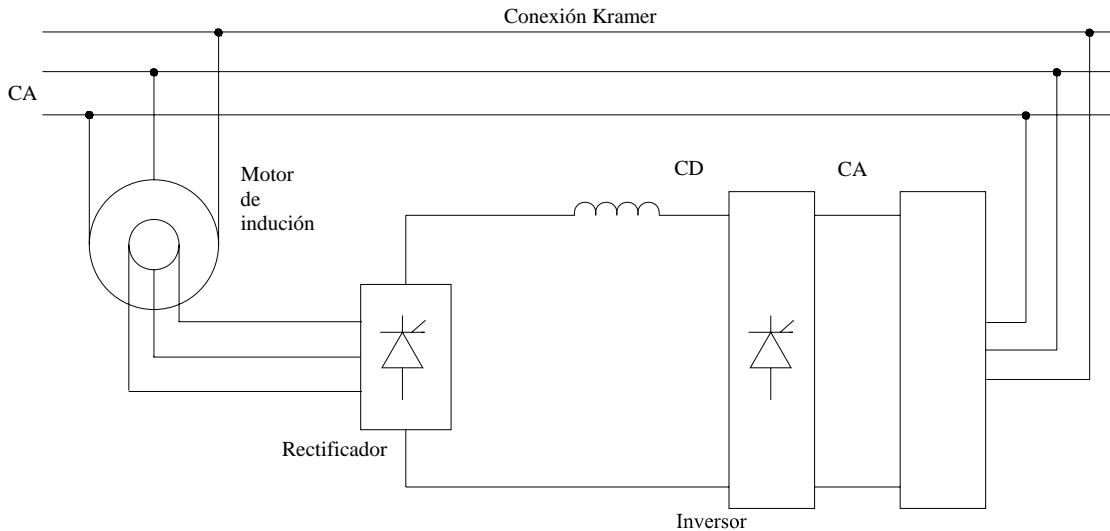


Figura 6.6. Arreglo para regular torque y velocidad.

El freno es de inducción y es llamado "EDDY - CURRENT", este sistema no controla la velocidad directamente, sino que a través del freno electromagnético se varía el torque aplicado. En motores de inducción con rotor devanado se controla el torque y velocidad insertando resistencias al rotor, estas resistencias desperdician la potencia del rotor convirtiéndola en calor. Estos métodos tienen la ventaja de comportarse como cargas lineales, la electrónica de potencia los desplazó por ser caros y poco eficientes.

El control CA es más complejo que el CD, pero los motores de inducción tienen muchas ventajas sobre los motores CD.

- Son más baratos.
- Bajo mantenimiento.
- Menos pesados.
- Más sencillos.
- Mecánicamente compactos.
- Más confiables.

El torque y velocidad de motores de inducción puede ser variado de una de las siguientes formas:

- Control de tensión de estator.
- Control de la tensión del rotor.
- Control de frecuencia.
- Control de la tensión y frecuencia de estator.
- Control de corriente del estator.
- Control de la tensión, corriente y frecuencia.

No se considera la variación de velocidad que se puede lograr cambiando el número de polos, ya que esto implica conexiones especiales en el estator y sólo se logran variaciones discretas de velocidad.

6.2.2.1. Control de la tensión de estator

El torque es proporcional al cuadrado de la tensión de alimentación del estator, por ello, una variación en el valor RMS de la tensión de estator puede producir una variación en la velocidad. Una reducción en la tensión

del estator ocasionará una disminución del flujo en el entrehierro y por ende una reducción en el torque, este tipo de control no es utilizable en cargas que requieran un torque constante.

La tensión del estator puede ser variada con:

- Control de tensión CA.
- Utilizando técnicas PWM a partir de CD.
- Inversión a partir de una fuente CD variable.

Los controladores de tensión CA son muy simples pero ellos producen un alto contenido de armónicos de corriente y un bajo factor de potencia, son utilizados principalmente en aplicaciones de baja potencia, también son instalados para arrancar grandes motores de inducción limitando la corriente Inrush. Inversores con técnicas PWM utilizan un puente de diodos a la entrada que dan una tensión CD constante a un factor de potencia alto en el lado CA. La tensión de salida, al lado del motor, es variada con el ancho de los pulsos, son usados para aplicaciones de baja potencia.

Para aplicaciones de altas potencias se emplea una fuente CD variable a partir de un puente controlado con tiristores, el control de fase empeora el factor de potencia al lado CA aumentando el consumo de reactivos. La fuente variable CD es la entrada al inversor

6.2.2.2. Control de la tensión del rotor

Se usa en motores con rotor devanado, el torque se puede controlar variando la potencia en el devanado del rotor insertando resistencias. Un método mucho más eficiente hace que la potencia del rotor a frecuencia de deslizamiento se regenere, inyectándola de nuevo al sistema sin desperdiciarla en las resistencias. En este caso el convertidor de tiristores es operado en el modo inversor para retornar la energía a la fuente. La variación del ángulo de retraso, permite controlar el flujo de potencia del rotor y por ende el torque y la velocidad. Dado que el flujo de potencia sólo puede ser en una dirección, la del rotor al sistema, sólo se pueden obtener velocidades subsíncronas.

6.2.2.3. Control de frecuencia

El torque y la velocidad de motores de inducción se pueden variar si se altera la frecuencia de alimentación al estator. A tensión y frecuencia nominal se alcanza el flujo nominal en el entre hierro, si la tensión de estator es mantenida en el valor nominal, mientras la frecuencia se disminuye, el flujo en el entre hierro aumenta, esto puede llevar a la saturación provocando un cambio de la característica torque-velocidad de la máquina.

A bajas frecuencias las reactancias decrecen y las corrientes del motor pueden aumentar altamente, este tipo de control no es usado normalmente por sí solo. Si la frecuencia se incrementa por encima del valor nominal el flujo en el entrehierro, y por ende, el torque se reducen. La frecuencia se puede variar a través de un inversor o con un cicloconvertidor.

6.2.2.4. Control de frecuencia y tensión

Si la relación entre la tensión y la frecuencia es mantenida constante en el estator, el flujo en el entrehierro permanecerá constante (evitando los problemas de saturación), manteniendo un torque mas o menos constante. Este tipo de control es conocido como control volts/herz. Variando la tensión y la frecuencia, el torque y la velocidad pueden ser controladas. El torque es normalmente mantenido constante mientras la velocidad varía.

Tensiones y frecuencias variables pueden ser obtenidas de inversores o cicloconvertidores. Los cicloconvertidores son usados en sistemas que requieren altas potencias cuando las necesidades de frecuencia

son menores a la tercera parte (20 Hz) de las de la red. Para mejorar el factor de potencia se pueden evitar los puentes controlados en la interfaz con el sistema CA 50/60 Hz. La forma más directa de lograr esto es con inversores operados con PWM, aunque el uso de un “chopper” también puede ser considerado, en este caso el “chopper” al lado CD varía la tensión CD y el inversor solo controla la frecuencia.

6.2.2.5. Control de corriente

El torque de motores de inducción puede ser controlado si se varía la corriente del rotor. El torque máximo es directamente proporcional al cuadrado de la corriente de rotor y aproximadamente independiente de la frecuencia. Este tipo de control produce bajos torques de arranque, cuando la velocidad se incrementa el deslizamiento disminuye y la tensión de estator se incrementa, esto produce un aumento del torque. Debido a que a bajos deslizamientos se puede tener una excesiva tensión de estator, que llevaría a una saturación de la máquina, el control de corriente normalmente se restringe a operar sobre la región de pendiente negativa en la característica torque-velocidad.

La corriente constante puede ser suministrada desde inversores del tipo fuente de corriente. El inversor fuente de corriente tiene la ventaja de controlar posibles corrientes de falla en el motor. El problema de este arreglo es el bajo factor de potencia debido a que el rectificador de entrada es controlado, un puente de diodos a la entrada de 50/60 Hz con un “chopper” para el control de la corriente mejora sustancialmente el factor de potencia.

6.3. Modelos de los convertidores para el análisis armónico

Con la intención de simular la propagación de los armónicos en la red, es necesario tener modelos de las cargas que causan estas perturbaciones así como los componentes del sistema que ellas representa.

En general, los dispositivos de la electrónica de potencia se modelan utilizando fuentes de corriente armónicas como las del ejemplo del capítulo anterior. Modelos más sofisticados son requeridos para los casos del diseño específico del dispositivo y el análisis de éste frente a problemas de emisión y recepción de ruido, CEM. Los armónicos que emiten estos dispositivos pueden ser simulados en el dominio de la frecuencia, en el dominio del tiempo, o una combinación de los dos. Este apartado hará un repaso de las técnicas más usuales para modelar convertidores estáticos.

Para hacer un análisis armónico de convertidores de estado sólido, éstos pueden ser simplemente representados por un modelo de fuente de corriente o un modelo que tome en consideración la interacción entre el lado CD y la red AC. Para el caso de CEM se requiere un modelo que tenga en cuenta los ángulos de conmutación y los ángulos de solapamiento. El grado de exactitud del modelo no puede dejar de lado el problema de convergencia numérica. Hasta la fecha, se han desarrollado varias técnicas para modelar la electrónica de potencia con el objeto de un análisis de armónicos, éstas se pueden categorizar así:

1. Modelo de inyección de corrientes.
2. Método de compensación (En el dominio del tiempo o de la frecuencia, modelando el circuito equivalente de Norton)
3. Modelo de la matriz armónica acoplada.
4. Caso inverso al numeral 2, dispositivo modelado en el dominio del tiempo o de la frecuencia, pero, la red es modelada en el dominio de la frecuencia.
5. Modelo en el dominio del tiempo.

A continuación se hace una breve mención de cada modelo, los detalles pueden ser consultados en la referencia [3] y las referencias que cita cada apartado.

6.3.1. Modelo de inyección de corriente

Esta es la técnica más común para la simulación de armónicos y se desarrolló en el capítulo anterior. Aquí, el convertidor estático es tratado como una fuente de armónicos de corriente incluyendo o no los ángulos de fase. De ésta manera el convertidor actúa como una fuente que inyecta armónicos al sistema. Generalmente, se asume la condición de operación en estado estacionario. La siguiente ecuación en el dominio de la frecuencia es asumida para el cálculo de las tensiones armónicas de la red:

$$\mathbf{V}_h = \mathbf{Z}_h \cdot \mathbf{I}_h \quad (6.2)$$

ó

$$\mathbf{I}_h = \mathbf{Y}_h \cdot \mathbf{V}_h \quad (6.3)$$

Entonces, aplicando superposición, se resuelve para cada valor armónico \mathbf{V}_h en el dominio del tiempo para cada barra de red k como sigue:

$$v_k(t) = \sum_{h=1}^H V_h^k \sin(h\omega_1 t + \delta_h^k), \quad (6.4)$$

donde H es el máximo armónico considerado.

En el modelo de inyección de corrientes, las magnitudes de los armónicos de corriente pueden ser determinadas por la regla simple $1/h$ dada en (6.1) o por valores medidos, como se muestra en la Tabla 1. Como se vio en el capítulo anterior, los ángulos pueden ser expresados como [3]:

$$\theta_h = \theta_{h-espec} + h(\theta_1 - \theta_{1-espec}) \quad (6.5)$$

donde θ_1 es el ángulo de fase obtenido del flujo de carga para corriente a la frecuencia fundamental del sistema, y $\theta_{h-espec}$ es el ángulo de fase típico del espectro armónico de la fuente de corriente.

Muchas veces el ángulo de fase es ignorado, especialmente en aquellos estudios que involucran un sólo convertidor, presentando sólo las magnitudes de los armónicos, es de recordar que a frecuencia fundamental, el responsable del desplazamiento del neutro en las redes es el ángulo de los fasores involucrados. Una vez las tensiones armónicas son conocidas, los armónicos de corriente que atraviesan los componentes de red son determinados, y las corrientes pueden ser transformadas al dominio del tiempo.

La ventaja del método de inyección de corriente es que la solución se obtiene directamente (no hay un procedimiento iterativo), esto computacionalmente hablando es muy eficiente. Idealmente, este método es muy flexible para la simulación de múltiples fuentes perturbadoras[6-7].

6.3.2. Método de compensación

Como fue descrito en el capítulo 4, en este modelo el convertidor es representado por un circuito equivalente de Norton, donde la admitancia de Norton representa una aproximación de la respuesta del convertidor a las variaciones armónicas de tensión en sus terminales. Una aproximación para este método es considerar una función de conmutación cuya expresión en el dominio de la frecuencia sea conocida[7]. Este modelo es resuelto de manera iterativa en el dominio de la frecuencia. Este tipo de solución es llamado "Iterative Harmonic Analysis (IHA)" [49]. En el capítulo 2 y la referencias [48-54] se presentan las soluciones equivalentes en el dominio temporal. Mayor información se encuentra en [10] y [11].

6.3.3. Modelo de la Matriz de acoplamiento armónico

En [23] y [24], los autores proponen una técnica linealizando la interacción del lado CD del convertidor y la red CA. De esta manera, todo el sistema se resuelve a través de la ecuación de acoplamiento magnético,

calculando la interacción entre el lado CD y los terminales CA (la tensión). La Figura 6.7 muestra un diagrama unifilar del modelo, la matriz de acoplamiento se expresa como:

$$\begin{bmatrix} I_{ac} \\ V_{dc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ac} \\ I_{dc} \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

En (6.6), I_{ac} y V_{ac} se pueden expandir para que incluyan la secuencia positiva y negativa, también en I_{dc} se puede agregar el ángulo de disparo [23].

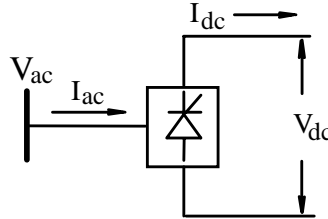


Figura 6.7. Diagrama unifilar del modelo.

6.3.4. Modelo del convertidor en el dominio del tiempo o de la frecuencia usando la red en el dominio de la frecuencia

Este procedimiento es inverso al caso de compensación, el convertidor es descrito por sus ecuaciones diferenciales. Luego, se calculan las corrientes del convertidor en el dominio del tiempo, estas son descompuestas por análisis de Fourier. Las corrientes armónicas se inyectan en el modelo de red y las tensiones armónicas se calculan para cada barra del sistema. Estas tensiones encontradas permiten calcular nuevamente las corrientes en el dominio del tiempo. Con algoritmos como, Newton-Raphson o Gauss-Seidel implementados para el flujo armónico, el procedimiento itera hasta conseguir un criterio de convergencia [15-17].

6.3.5. Modelo en el Dominio del Tiempo

Todo el sistema es resuelto en el dominio del tiempo. Programas como el ATP son utilizados para ello. Ver el ejemplo que se exponen con ATPDraw. La solución se encuentra completamente en el dominio temporal. Se puede hacer operar en condiciones balanceadas y desbalanceadas. El grado de detalle en la simulación puede llevarse hasta donde quiera el analista (ver el mismo ángulo de conmutación de los elementos de estado sólido). Es muy versátil, el problema son los esfuerzos computacionales y el tiempo de cálculo que se incrementa significativamente.

6.4. El arco eléctrico

El arco es una descarga en un gas caracterizada por una alta corriente y una baja tensión. El arco es extinguido en cada cruce por cero de la corriente, cuando esto ocurre, la tensión del electrodo a la carga es aproximadamente igual a la tensión del secundario al neutro en el transformador (en hornos de arco eléctrico); esta tensión es decisiva para la reignición del arco, para ello el horno debe ser operado a un bajo factor de potencia.

Estrictamente hablando y desde el punto de vista fenomenológico, el arco eléctrico se puede representar a través de la ecuación del balance de energía [28]. Esto es, el tensor de conductividad por el gradiente eléctrico E (Fenómeno de conducción) más el efecto de convección (tensor de conductividad térmica por el gradiente de temperatura) igualado a la radiación. La ecuación que muestra el balance de energía sería [28]:

$$\gamma E^2 + \nabla(k\nabla T) = \rho C_p \frac{\partial T}{\partial t} \quad (6.7)$$

Solucionar ésta ecuación, obliga el planteamiento de las condiciones de contorno y frontera (geometría de los electrodos y del canal del plasma), un tratamiento numérico por variedades diferenciales y finalmente aplicar la técnica de Galerkin, método de los elementos finitos [40]. Como este modelo entrega las constantes de tiempo del arco, puede tenerse a partir de ellas una identificación de los parámetros necesarios para un estudio de simulación en el ATP.

6.4.1. Modelo de Ayrton

El estudio del arco eléctrico es inherente a la ingeniería eléctrica desde sus comienzos, a principios del siglo XX, Hermitan Ayrton planteo su ecuación de acuerdo al siguiente análisis: pensando en que la resistencia de arco es positiva, pero la resistencia incremental es negativa, se presenta una reducción de la tensión de arco al incrementarse la corriente del mismo. Si la longitud del arco permanece constante y se aumenta la corriente, entonces la tensión de arco tiende a disminuir, esto se debe a que la conductividad de una columna de gas ionizado disminuye con la temperatura, que es más alta entre mayor sea la intensidad del arco y al aumentar la corriente de arco la temperatura crece, entonces el proceso de ionización se hace más activo disminuyendo la tensión del arco [104].

Así, se puede decir que la tensión del arco depende fundamentalmente de la longitud, si el arco es muy corto la tensión será baja, y por lo tanto, la corriente debe ser alta para mantener una potencia de entrada. La tensión del arco se debe a cuatro componentes:

- A = Caída en el ánodo $\approx 30V$
- D = Caída en el cátodo $\approx 10V/cm$
- C = 11.7 VA. Potencia de mantenimiento.
- B = Caída en el cuerpo $\approx 12V/cm$

De ellas Ayrton [20] formuló:

$$v_a = A + Bl + \frac{c + Dl}{i_a} \quad (6.8)$$

Por ejemplo, para una longitud típica de arco de 10 cm tenemos:

Varco = $30 + 10 + 12(10) = 160$ voltios. Para $C + Dl < i_a$

Los valores normales de arco están comprendidos en el rango de 150 - 800 voltios. Para una longitud de arco fija, a pequeñas corrientes se tiene una conductividad baja y a altas corrientes se aumenta la conductividad del arco; esto hace que la tensión a través del arco eléctrico sea relativamente independiente de la corriente, la tensión de arco está caracterizada por formas de onda cuadrada, como una primera aproximación.

6.4.2. Simplificaciones con la característica v-i

Esta observación se encuadra en el uso de modelos matemáticos simples donde la característica v-i es reemplazada por [104]:

$$v_a = V_a[\text{seng}(i_a)] \quad (6.9)$$

Debido al efecto de inercia térmica de la columna del arco la conductancia del arco (Iarco/Varco) no puede cambiar su valor instantáneamente, forzando a la tensión a crecer inicialmente a lo largo de la línea de conductancia constante cuando se presenta una variación rápida de corriente. Si esta variación de corriente es cíclica (caso de la CA) se presenta el fenómeno de histéresis térmica, así se presenta una característica para incremento y otra para decremento de corriente, debido al calor que se almacena en el gas ionizado [3].

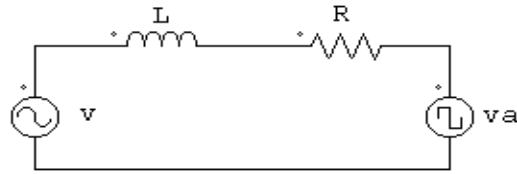


Figura 6.8. Modelo para representar cargas no lineales.

Aplicando el modelo ideal al circuito de la Figura 6.8, que ejemplifica lámparas fluorescentes, circuitos de soldadura u hornos de arco, se obtendría una descomposición en serie igual a [26-31]:

$$v_a = \frac{4V_a}{\pi} \sum_{h=1,3,5\dots} \frac{\text{sen}(h\omega t - h\alpha)}{h} \quad (6.10)$$

Esto si la fuente de tensión es senoidal, entonces, los armónicos de corriente que fluirían en este circuito son responsabilidad de esta tensión, v_a , y los armónicos h de corriente estarían dados por:

$$i_h = \frac{4V_a}{\pi h Z_h} \text{sen}[h(\omega t - \alpha) - \theta_h] \quad (6.11)$$

donde

$$Z_h = \sqrt{R^2 + (h\omega L)^2}; \quad \theta_h = \tan^{-1} \frac{h\omega L}{R} \quad (6.12)$$

Fue probado por [31] que este modelo es muy optimista, en el mejor de los casos, el caso de refinamiento, podría llegar a representar valores cercanos a las corrientes medidas.

6.4.3. Modelo de Mayr

No considerar la tensión plana fue estudiada por Mayr [104], él plantea para su modelo, la solución aproximada de (6.7) en una sola dimensión y considerando al canal plasmático como una estructura tubular. Con estas aproximaciones llega a una solución en forma cerrada en la ecuación (6.7). Si la corriente es senoidal entonces:

$i_a = \sqrt{2}I \text{sen}(\omega t)$ causará una tensión de arco dada por la siguiente expresión:

$$v_a = \frac{2V_0 \text{sen}(\omega t)}{1 - \frac{\text{sen}(2\omega t + \psi_a)}{\sqrt{1 + (2\omega\tau_a)^2}}} \quad (6.13)$$

donde

$$V_0 = \frac{p_{r0}}{\sqrt{2}I}; \quad \tan \psi_a = \frac{1}{2\omega\tau_a}$$

En estas expresiones p_{r0} es la potencia transferida en el momento de la interrupción y τ_a la constante de tiempo encontrada en (6.7)

6.4.4. Modelo de Acha

Otro modelo de arco es establecido a través de ecuaciones diferenciales basadas en el principio de la conservación de la energía. Este método es diferente a los desarrollados empíricamente donde el arco es modelado con la característica $V - I$ [24-27]. Para un análisis determinístico, estas ecuaciones pueden ser resueltas en el dominio armónico utilizando técnicas cuasi - Newton [28].

El balance de potencia en el arco es:

$$P_3 = P_1 + P_2 \quad (6.14)$$

- P_1 : Representa la potencia transmitida en forma de calor al ambiente externo.
- P_2 : Representa la potencia que incrementa la energía interna del arco, es la que afecta directamente el radio del arco.
- P_3 : Representa la potencia total desarrollada en el arco que es convertida en calor.
Si se asume que P_1 es solo una función del radio (la estructura geométrica es tubular también).

$$P_1 = K_1 r^n \quad (6.15)$$

En realidad P_1 también depende de la temperatura, pero con el ánimo de simplificar el modelo en [23] y [3] se asume que este efecto no es significativo. Si el ambiente al rededor del arco es caliente el enfriamiento del arco puede no depender del radio y en este caso $n = 0$. Si el ambiente alrededor del arco es fresco y el arco es largo, el área de enfriamiento es principalmente la interfase lateral, en este caso $n = 1$. Si el arco es corto y el ambiente es fresco el enfriamiento es proporcional a la sección transversal de los electrodos, en este caso $n = 2$. El término P_2 es proporcional a la derivada de la energía dentro del arco la cual es proporcional al cuadrado del radio.

$$P_2 = K_2 r \frac{dr}{dt} \quad (6.16)$$

Finalmente:

$$P_3 = vi \quad , \quad v = \frac{i}{g} \quad (6.17)$$

Se esboza la característica de la conductancia a partir de (6.17):

$$P_3 = \frac{k_3}{r^2} i^2 \quad (6.18)$$

Dado que el origen de este análisis es el mismo dado por Mayr, la conductancia presenta características muy parecidas a la implícita en (6.13):

$$g = \frac{I}{K_3} r^{2+m} \quad , \quad v = \frac{K_3}{r^{2+m}} i \quad (6.19)$$

Se ha asumido que la resistividad de la columna del arco es inversamente proporcional a r^m ($m = 0,1,2$).

De las anteriores expresiones se obtiene inmediatamente:

$$K_1 r^n + K_2 r \frac{dr}{dt} = \frac{k_3}{r^{m+2}} i^2 \quad (6.20)$$

Para el estado estacionario tenemos:

$$\frac{dr}{dt} = 0.0 \quad (6.21)$$

$$v = \frac{K}{i^q} \quad (\text{característica de resistencia negativa}) \quad (6.22)$$

$$r = K_4 i^{\frac{2}{m+n+2}} \quad (6.23)$$

La característica estática del arco depende principalmente de las condiciones de enfriamiento (n) y muy poco de la variación de la resistividad del arco con la temperatura (m). Así, el autor del modelo aproxima los coeficientes γ, k y C_p en (6.7).

$$q = \frac{m+2-n}{m+n+2} \quad (6.24)$$

Como se mencionó anteriormente, la ecuación diferencial desarrollada para el arco permite hacer su implementación por medio de las técnicas desarrolladas para los convertidores estáticos. Estas simulaciones son temporales, pero igual se puede hacer por el método de compensación o el método de inyección de corrientes como se ha mencionado.

6.5. Lámparas eficientes

Dentro del concepto de ahorro de energía se han desarrollado las lámparas ahorradoras de energía, en contraposición ellas ofrecen un bajo factor de potencia y ocasionan distorsión armónica, especialmente las que se fundamentan en el arco eléctrico o utilizan balastas electrónicas. Las lámparas se pueden dividir en tres grupos:

- Halógenas.
- Fluorescentes compactas (con o sin balastas electrónicas).
- Incandescentes.

Los factores de potencia de estos tres grupos de lámparas están comprendidos entre:

- Incandescentes 1.0
- Halógenas 0.93 - 0.95
- Fluorescentes 0.43 - 0.69

Debido a la naturaleza resistiva de las lámparas incandescentes no producen distorsión armónica, las lámparas halógenas muestran formas de corriente típicas independiente del tipo de fabricante, por el contrario, las lámparas fluorescentes pueden variar ampliamente su forma de corriente dependiendo del tipo de fabricante. Los métodos electrónicos para la corrección dinámica del factor de potencia son la solución a este problema. Estas implementaciones son las que dan origen a el término de lámparas eficientes. La comunidad económica europea no permite la implementación de lámparas que superen el 5% del THD[31-34].

6.6. Hornos de arco (apartado tomado de la tesis “Calidad del servicio de energía eléctrica”, Ancízar Piedrahita Agudelo, Universidad de los Andes 1993)

Individualmente el horno de arco es quizás la carga más difícil para un sistema de potencia. Debido a su naturaleza no lineal y altamente aleatoria este tipo de cargas ocasionan:

- Fluctuaciones de tensión.
- Armónicos.
- Desbalances entre fases.
- Su operación demanda un bajo factor de potencia.

Al contrario de otras cargas no lineales, a base de elementos de electrónica de potencia, los hornos de arco son mucho menos predecibles en su operación. Por lo general, cada instalación con horno de arco requiere de medidas de campo para tratar de caracterizar su funcionamiento. Debido a la complejidad en la operación del horno, hasta el momento no se cuenta con un modelo que pueda simular el funcionamiento dinámico de éste. La relación tensión-corriente ha sido usada frecuentemente para caracterizar el horno bajo ciertas condiciones de operación. Afortunadamente, para la calidad del servicio en los sistemas de potencia, estas cargas son mucho menos frecuentes si se compara con otros tipos de cargas no lineales.

6.6.1. Características de un horno de arco

Los hornos de arco son aparatos trifásicos que operan a 60 Hz conectados a un transformador reductor. Una instalación típica de horno de arco se muestra en la Figura 6.9. El transformador del horno por lo general está conectado en estrella delta con el fin de eliminar armónicos triples provenientes del horno. Se pueden adicionar reactores en serie con el primario, su función es limitar los cambios bruscos de corriente durante la operación del horno. Los requerimientos más importantes para el transformador del horno de arco son:

- Altas corrientes en el secundario.
- Baja tensión en el secundario.
- Amplio rango de regulación de tensión (Taps).
- Alta impedancia de corto circuito.
- Capacidad de sobre carga del 20 % durante el proceso inicial de fundición.

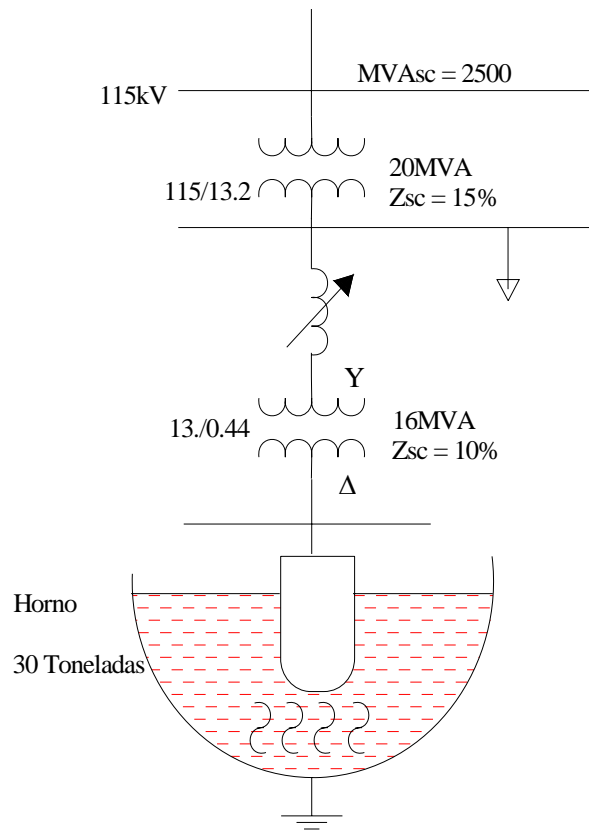


Figura 6.9. Instalación típica del horno de arco.

Sobre los electrodos se ejerce una acción de control, levantándolos o bajándolos, para ayudar a mantener los requerimientos de potencia en el arco y estabilidad del mismo. Los electrodos son de carbón o grafito, y deben soportar corrientes que pueden exceder los 60 KA.

Generalmente el horno es energizado y desenergizado frecuentemente durante su operación, ocasionando condiciones especialmente duras a los interruptores que operan el horno. Interruptores de vacío son usados extensamente en hornos de arco debido a su bajo mantenimiento y larga vida. Interruptores de vacío tienen la capacidad de producir cortes de corriente "chopping", cuando el circuito abierto envuelve altas inductancias (como la rama de magnetización de un transformador), este corte genera sobretensiones bastante altas. Se pueden usar capacitores para controlar estas sobretensiones (capacitores de impulsos), los cuales se conectan al lado de alta del transformador. Se debe tener cuidado con el condensador ya que aumentan las posibilidades de ferorrresonancia ante una operación desbalanceada del interruptor, para evitar el condensador de impulsos se puede instalar un pararrayos de ZnO en el primario del transformador.

El ciclo de trabajo del horno dura entre 2 y 3 horas en el cual se distinguen básicamente dos etapas:

- Fundición.
- Refinado.

6.6.1.1. Etapa de fundición

Para poder iniciar el arco eléctrico se debe producir un cebado, los electrodos del horno son bajados y puestos en contacto con la chatarra provocando un corto circuito a tierra, ya que el horno está conectado a tierra. Los

electrodos son posteriormente levantados, estableciéndose un arco que dura hasta que el proceso de fundición termine. Durante esta etapa el horno es recargado de una a tres veces, el arco voltaico es muy inestable y su longitud varía bastante debido al movimiento de la chatarra, por lo que se debe ejercer un control del arco con los brazos porta electrodos.

Al comienzo de la etapa se producen las mayores fluctuaciones de potencia activa y reactiva, fácilmente se puede pasar de una condición de corto circuito trifásico a una de circuito abierto, es posible que sea necesario reiniciar varias veces el arco. También se presentan fuertes desbalances entre fases, en donde una fase puede estar en corto circuito y otra en circuito abierto.

Las grandes variaciones de potencia reactiva ocasionan severas fluctuaciones de tensión en la red, por ello, el horno debe ser conectado en un punto con alto nivel de corto circuito, que por lo general sólo es posible en sistemas de alta tensión. Para ayudar a mantener la estabilidad del arco durante esta etapa, el consumo de potencia activa es del mismo orden de la reactiva, a un factor de potencia de 0.7.

6.6.1.2. Etapa de refinado

Su duración depende de la calidad del acero que se quiera obtener, durante esta etapa el consumo de potencia activa es menor y el factor de potencia alcanza valores de hasta 0.9. Ésta es una fase mucho más estable, donde las fluctuaciones de potencia activa y reactiva son mucho menores y se deben fundamentalmente al burbujeo del material fundido.

6.6.2. Factor de potencia del horno de arco

Durante la etapa de fundición, el consumo de potencia activa y reactiva es del mismo orden a un bajo factor de potencia. El bajo factor de potencia permite un mayor aprovechamiento del horno reduciendo costos de operación, y se logra un arco mucho más estable.

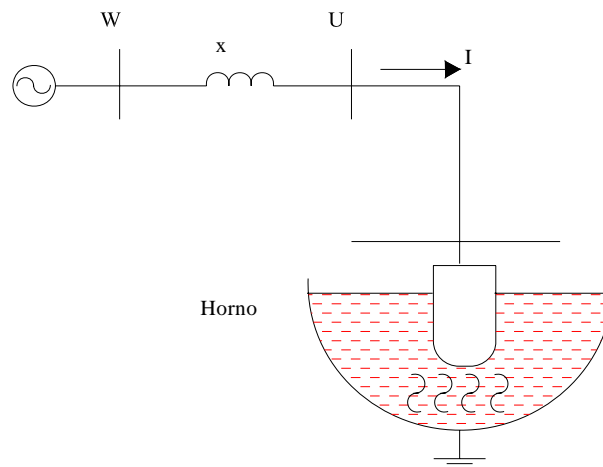


Figura 6.10. Simplificación del circuito del horno de arco.

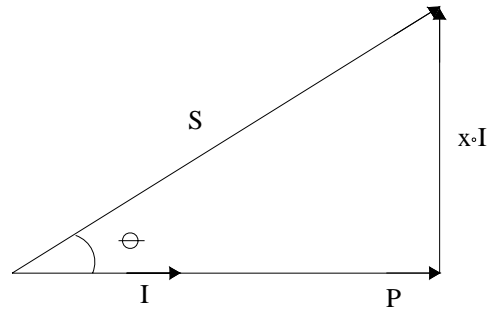


Figura 6.11. Triángulo de potencias.

Si despreciamos las componentes resistivas en el circuito del horno, como se muestran en las Figuras 6.10 y 6.11, se tiene:

$$P = Vf I \cos \theta \quad (6.25)$$

$$U = Vf \cos \theta \quad (6.26)$$

$$XI = Vf \text{ sen} \theta \quad (6.27)$$

De donde inmediatamente se obtiene:

$$P = \frac{Vf^2}{2X} \text{ sen} 2\theta \quad (6.28)$$

La potencia transmitida al horno es máxima cuando $\theta = 45$ grados, que corresponde a un factor de potencia de 0.707. El factor de desplazamiento entre U-I es casi cero debido a la naturaleza puramente resistiva del arco. Para una potencia nominal dada durante la etapa de fundición, el factor de potencia deseado se consigue seleccionando la tensión apropiada en el secundario. Por ello, los transformadores usados en hornos de arco cuentan con un amplio margen de regulación de tensión en el secundario.

El factor de potencia juega un papel importante en la reignición del arco a cada cruce por cero de la corriente, para una operación estable se requiere un bajo factor de potencia. En el momento que el arco se extingue la corriente se hace cero, si se tiene un bajo factor de potencia, una tensión alta se establece entre el electrodo y la carga reiniciándose fácilmente el arco.

6.6.3. Compensación en hornos de arco

El consumo de potencia reactiva de un horno es:

$$Q = 3X I^2 \quad (6.29)$$

X = Reactancia por fase incluyendo la de dispersión del transformador.

Durante la etapa de fundición se presentan las mayores variaciones de potencia reactiva. De una demanda máxima de reactivos, que ocurre durante un corto circuito, se puede pasar a una demanda mínima, cuando se tiene la condición de circuito abierto; el rango de variación de potencia reactiva se encuentra entre:

$$Q = Q_{st} (1 \pm 0.7) \quad (6.30)$$

Q_{st} = Potencia reactiva de plena carga en estado estacionario en la etapa de fundición.

La utilización de condensadores fijos es la alternativa más usada, aunque su instalación puede ocasionar serios problemas tales como:

- Sobretensiones en el momento de operar el banco.
- Sobrecompensar el sistema en los momentos de baja demanda de reactivos, esto puede elevar la tensión a niveles no permitidos.
- Puede magnificar los armónicos producidos por el horno si entra en resonancia con el sistema a una frecuencia armónica.

Una alternativa para eliminar algunas condiciones de sobrecompensación es la de conmutar el banco en conjunto con el transformador, pero esto puede traer graves problemas al interruptor y a la instalación misma.

Los condensadores sincrónicos solucionan el problema de resonancia y ayudan a disminuir las fluctuaciones de tensión, ya que con un rápido control a la corriente de campo se regula la tensión en la red. La mejor solución de compensación reactiva en una instalación de horno de arco es un esquema de compensación estática, que incluya tanto compensación capacitiva como inductiva. La compensación capacitiva se hace a través de pasos rápidamente conmutados con tiristores; la compensación inductiva se hace a través de un reactor controlado por tiristores (todo el sistema es llamado SVC).

Por razones de espacio y de medio ambiente (al lado secundario del transformador el ambiente es hostil, con altas temperaturas y gases enrarecidos) la compensación se instala en el lado primario. Bancos de condensadores se recomienda instalar en un esquema de filtro, el reactor de sintonía serie sirve además para limitar la corriente inrush en el momento de energizar el banco.

Una adecuada compensación que rápidamente se ajuste a las variaciones de potencia reactiva estabiliza la tensión en el horno, aumentando la eficiencia, y reduciendo los costos de producción. Beneficiándose también el sistema, y por ende, los usuarios que estén conectados a él, ya que se mitigan los impactos negativos que los hornos de arco causan.

6.6.4. Armónicos producidos por hornos de arco

La no linealidad del comportamiento de los arcos eléctricos, y la variabilidad de los valores de los parámetros del horno, resulta en una generación de armónicos cuya magnitud y orden no se pueden predeterminar fácilmente.

El espectro de un horno de arco es continuo, los armónicos predominantes son el 3,5,7,9,11,.. decrecientes en magnitud a medida que aumentan en orden, incluso, el horno de arco puede producir niveles DC y armónicos pares. La mayor dificultad en la predicción del espectro armónico es su carácter estocástico, especialmente en la etapa de fundición, en la cual se incrementa la producción de armónicos.

La corriente en un horno de arco es mucho más senoidal que la tensión, la cual está caracterizada por ondas cuadradas (modelo de arco simplificado), en este sentido el horno de arco se puede considerar como una fuente de armónicos de tensión.

A continuación se presentan algunos valores que son el resultado de muchas mediciones en instalaciones de horno de arco (ver Tabla 6.2).

Tabla 6.2. Armónicos de tensión en un horno de arco (mediciones)

ARMONICO	PEOR CASO % FUNDAMENTAL	TIPICO % FUNDAMENTAL
2	17.0	5.0
3	29.0	20.0
4	7.5	3.0
5	10.0	10.0
6	3.5	1.5
7	8.0	6.0
8	2.5	1.0
9	5.0	3.0

6.6.5. Fluctuaciones de tensión y desbalances de carga

Durante la operación del horno, especialmente en la etapa de fundición, se presentan continuos desbalances de carga entre fases y fluctuaciones de tensión debidas fundamentalmente a:

- Movimientos de la chatarra.
- Burbujeo del material fundido.
- Repulsión magnética entre los arcos.
- Movimiento de los conductores flexibles.

6.6.5.1. Desbalances de carga

Los mayores desbalances se presentan cuando una o dos fases están en cortocircuito y la otra se encuentra en circuito abierto. En instalaciones viejas, los conductores estaban dispuestos en un mismo plano, esto ocasiona desbalances en las reactancias ya que las impedancias mutuas no son iguales; pequeñas diferencias entre las reactancias de fase cobran una importancia relevante en los desbalances de tensión debido a las altas corrientes que se manejan en el horno. Los desbalances conllevan a que la tensión aplicada a los electrodos no sea la misma, desarrollándose potencias diferentes en cada uno de ellos. El horno de arco es una carga no balanceada para el sistema de potencia.

6.6.5.2. Fluctuaciones de tensión

Las fluctuaciones de tensión son debidas principalmente al consumo variable de potencia reactiva, la severidad de estas fluctuaciones es mayor entre más débil sea la red; la fortaleza del sistema se mide en términos de su capacidad de corto circuito en el punto de acople común con la red.

Investigaciones sobre hornos de arco han mostrado que la potencia de cortocircuito subtransitoria del sistema de potencia (en el PCC) debe ser por lo menos de 80 a 100 veces la potencia nominal del horno para que los disturbios producidos por el horno sean tolerables. Para un horno con compensación, este requisito puede ser reducido a la mitad, es decir 40 veces la potencia nominal del horno[40-44]. Las fluctuaciones de tensión son de naturaleza estocástica, la tensión en el PCC puede ser simulada como una tensión a 60Hz sobre impuesta a una señal de ruido blanco.

6.6.5.3. Flicker

Es un cambio perceptible en la luminosidad de lámparas incandescentes, producido por un cambio repentino en la tensión de alimentación. Las variaciones de luminosidad definen dos límites:

Umbral de perceptibilidad: es el menor nivel de tensión de flicker para el cual un cambio en la intensidad luminosa es discernible para la mayoría de la población.

Borde de irritación: es el nivel de tensión de flicker para el cual el cambio en la intensidad luminosa empieza a ser molesta.

El flicker permisible es una cantidad que no puede ser definida con precisión, y esto es debido a:

- Sensibilidad del ojo humano.
- Tipo de lámpara.
- Naturaleza de los cambios en la tensión.
- Rata de cambio.
- Duración del cambio.
- Frecuencia de ocurrencia.

Muchos estudios [41-50] han mostrado que variaciones de tensión incluso por debajo del 0.5%, con una frecuencia entre 6 y 10 Hz puede causar un flicker objetable en lámparas incandescentes ordinarias. De otro lado, un flicker perceptible no necesariamente es un flicker objetable. El ojo humano es especialmente sensible a las variaciones luminosas que ocurren cuando la tensión de suministro es modulada a frecuencias por debajo de 30Hz, la sensibilidad es máxima en el rango de 6 a 10 Hz. En este caso, el límite de perceptibilidad en lámparas incandescentes está cerca del 0.25% en fluctuación de tensión, y el límite de irritación está cerca al 0.4%.

Los hornos de arco son una fuente de fluctuaciones tipo flicker en el rango de 0.5 a 30 Hz, aunque este tipo de carga es las que provoca mayores problemas de flicker existen otras cargas o condiciones que lo pueden ocasionar, tales como (estos disturbios en general son descritos con el termino “sag” definido en el capítulo1):

- Cortocircuitos.
- Operación de pararrayos.
- Transitorios debidos a maniobras.
- Arranque de grandes motores.
- Motores con cargas variables (compresores, bombas), que ocasionan fluctuaciones cíclicas.
- Soldadores eléctricos.
- Hornos de inducción.

El uso de una adecuada compensación reactiva en hornos de arco puede disminuir o eliminar los problemas de flicker, pero contrario a lo que se podría creer, el uso por si solo de compensación capacitiva paralela no ayuda a disminuir las fluctuaciones de tensión, incluso puede incrementarlas [43]. La instalación de condensadores serie compensa las caídas de tensión producidas en las reactancias disminuyendo los efectos del flicker. Los condensadores sincrónicos también son una adecuada medida para mitigar las fluctuaciones de tensión.

6.6.5.4. Límites para las fluctuaciones de tensión

Un método usado en algunos países para definir la severidad del flicker es la relación de depresión de tensión:

X_s = Reactancia equivalente del sistema externo en el PCC.

X_t = Reactancia del transformador del horno.

X_f = Reactancias de las conexiones flexibles del horno.

$$SCVD = \frac{\Delta V_s}{V_o} = \frac{X_s}{X_s + X_t + X_f} \quad (6.31)$$

El SCVD (Short Circuit Voltage Depression), se define como el porcentaje de caída de tensión, en el PCC, cuando el horno pasa de una condición de circuito abierto a otra de cortocircuito trifásica al sumergir los electrodos hasta tener contacto con la carga. Los valores límites de SCVD se basan en la correlación entre las quejas por flicker que informan los usuarios alimentados por la misma red y el SCVD en el PCC. Las fluctuaciones de tensión en el PCC se pueden calcular en forma aproximada con:

$$\frac{\Delta V_s}{V_o} \approx \frac{\Delta Q}{S_{sc}} \quad (6.32)$$

S_{sc} = Capacidad de corto circuito en el PCC.

$$\frac{\Delta V_s}{V_o} = \frac{S_{scf}}{S_{sc}} \quad (6.33)$$

S_{scf} = Capacidad de corto circuito en la punta de los electrodos.

En el Reino Unido se han usados los siguientes límites para el SCVD:

- 2.0 % para hornos conectados a tensiones < 132 KV
- 1.6 % para hornos conectados a tensiones > 132 KV

Desafortunadamente el SCVD es una relación que no puede reflejar la naturaleza aleatoria de la operación del arco, y por lo tanto, de las fluctuaciones de tensión.

En la Comunidad Económica Europea, los límites de fluctuaciones de tensión están enmarcados dentro del concepto de Compatibilidad Electromagnética, el cambio de luminosidad es medida con un aparato denominado "Flicker-meter". En 1980 la Unión Internacional de Electrotecnia (UIE), elaboró una metodología unificada basada en las ventajas relativas de los diversos métodos existentes, la cual finalmente se concretó en un documento sobre las especificaciones funcionales y de diseño para un instrumento con la denominación genérica de flickermetro.(IEC-61000-4).

6.7. Simulación de hornos de arco con el ATP

A pesar de no tenerse un modelo claro de horno de arco que refleje su naturaleza estocástica, la mayoría de las veces lo que se hace es simular el funcionamiento del horno en un punto de operación predefinido. La importancia de contar con un modelo adecuado radica en poder predecir el flicker producido por estos equipos.

En las referencias [25-30,104] se bosquejan las primeras aproximaciones a un modelo estocástico de horno de arco, con su implementación en ATP.

6.7.1. Modelo en estado estacionario

Estos modelos parten del análisis hecho en el arco eléctrico para luego implementar toda su estructura de hornos de arco, las referencias [20-43,104] presentan algunas de las posibilidades para un análisis armónico. En [43] se presentan las ecuaciones de arco en estado estacionario fundamentadas en la ley de la conservación de la energía, tal cual fueron presentadas anteriormente.

CAPÍTULO 7

SATURACIÓN MAGNÉTICA DE NÚCLEOS Y ELECCIÓN DE TRANSFORMADORES EN PRESENCIA DE DISTORSIÓN

En este apartado se pretende hacer una introducción a los modelos de los transformadores cuando éstos son saturados, y por ende se tratan como fuentes de distorsión. También se hará una exposición de los métodos de elección de transformadores en presencia de distorsión.

El transformador, desde el punto de vista de sistemas de distribución, es el dispositivo más importante del sistema. Éste, igual que la electrónica de potencia, puede ser la causa o la solución a un problema de calidad de la potencia.

Diferentes modelos de transformadores se han desarrollado para el análisis de sistemas de potencia. Unos para el análisis en estado estacionario, otros modelos más sofisticados empleados en el análisis de estados transitorios. Algunos de estos modelos se han desarrollado teniendo en cuenta componentes no lineales que toman en consideración las características de la saturación del núcleo. Este elemento bajo estas circunstancias será el objeto de estudio.

7.1. Introducción

Como se presenta en [3], la saturación magnética del transformador de potencia así como en las máquinas rotantes son causas de contaminación armónica en la red. Este concepto es ilustrado en la Figura 7.1 [104]. Con la intención de mantener una tensión senoidal, se produce debido a la corriente de magnetización un flujo senoidal. Cuando la amplitud de la tensión (o el flujo) sobrepasa la región lineal de la curva B-H, la corriente de magnetización se verá muy distorsionada (vea el codo de saturación) como consecuencia de ello, contiene armónicos.

Anterior al advenimiento de la electrónica de potencia, la principal fuente de armónicos en el sistema era debido a la corriente de excitación de los transformadores. Aunque los diseños actuales de transformadores no generan contaminación, en condiciones normales de operación[22], éstos pueden ser una considerable fuente de perturbación, cuando el transformador se ve sometido a condiciones anormales o muy diferentes a las de su diseño por estar trabajando en o sobre el codo de saturación del núcleo.

7.2. Ejemplos de saturación magnética del núcleo

Hay muchas situaciones que contribuyen a la saturación magnética del núcleo. Algunos de los casos más comunes son los siguientes:

7.2.1. Excitación normal del transformador

A veces, bajo condiciones normales de excitación, los núcleos de transformadores pueden entrar en la región de saturación, generándose algún tipo de corrientes armónicas. El grado de excitación depende de las condiciones de diseño, como actualmente se tiene un mayor conocimiento en los materiales a utilizar, los factores de seguridad en el diseño de transformadores han disminuido considerablemente haciendo que una condición de trabajo a plena carga pueda producir en algunos transformadores su entrada al codo de saturación (curva v-i ó B-H).

Como la magnitud de la densidad del flujo aumenta, el núcleo se satura y la distorsión armónica en la corriente de magnetización es más grande.

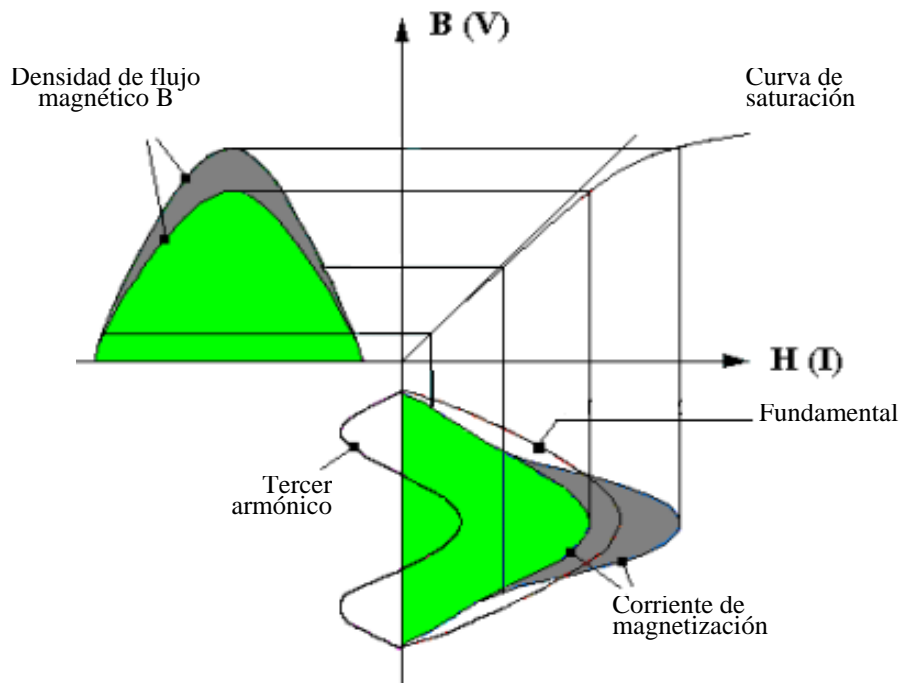


Figura. 7.1. Principio de generación de armónicos por saturación magnética.

7.2.2. Sobreexcitación

Este problema es causado básicamente por sobretensión y es particularmente dañino en el caso de conexiones en puentes rectificadores grandes[22]. Como se observa en la Figura 7.2, la sobreexcitación lleva el punto de operación por encima del codo de saturación, en la curva característica, haciendo que la corriente sea distorsionada. En este caso, la corriente de excitación debida a la sobretensión es simétrica.

7.2.3. Convertidor como carga del transformador

El convertidor puede hacer que el transformador opere con contenidos de CD y bajas frecuencias. Estas corrientes que deberá suministrar el transformador, lo hacen ir a la saturación. Por ejemplo, el cicloconvertidor que alimenta la carga monofásica en la Figura 7.3 le solicita al transformador corriente directa. La relación entre su frecuencia de entrada f_i a la de salida f_o es $f_i = 2nf_o$, donde n es un entero[23].

7.2.4. Corrientes geoméricamente inducidas (GIC)

Las corrientes geoméricamente inducidas (GIC) fluyen sobre la tierra debido al disturbio geométrico

(GMD). Típicamente se encuentran en el rango de los 0.001 a 0.1 Hz y pueden llegar a tener valores picos de 200A (suele ser un problema típico de subestaciones con tierras artificiales). Como se muestra en la Figura 7.4, ellas pueden penetrar el devanado del transformador vía la puesta a tierra del punto en Y ó por los núcleos de los transformadores causando la saturación en medio ciclo [44-50].

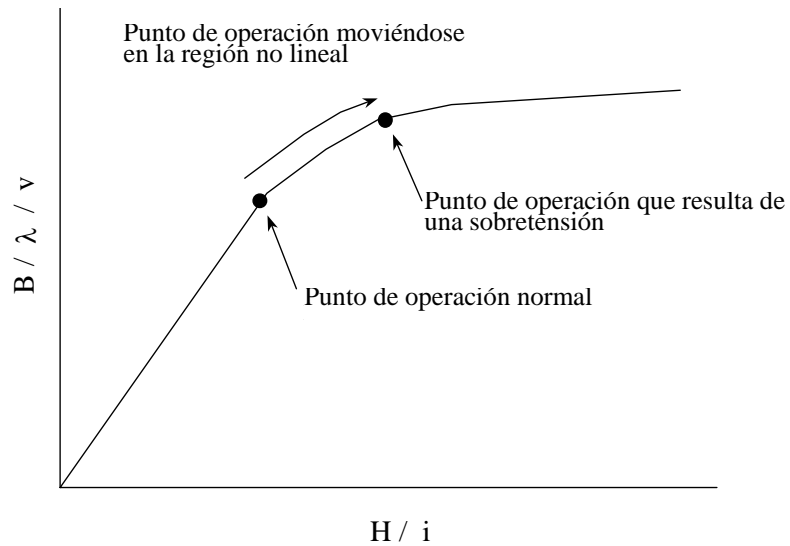


Figura 7.2. Principio de sobreexcitación.

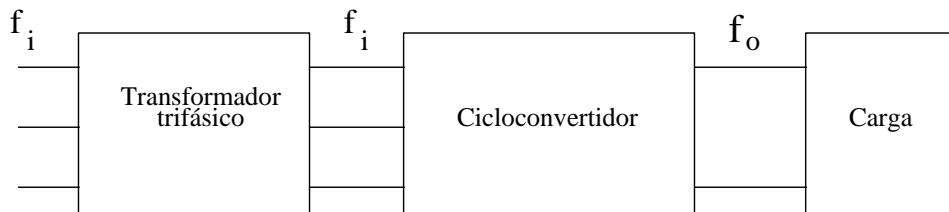


Figura 7.3. Cicloconvertidor que alimenta una carga monofásica.

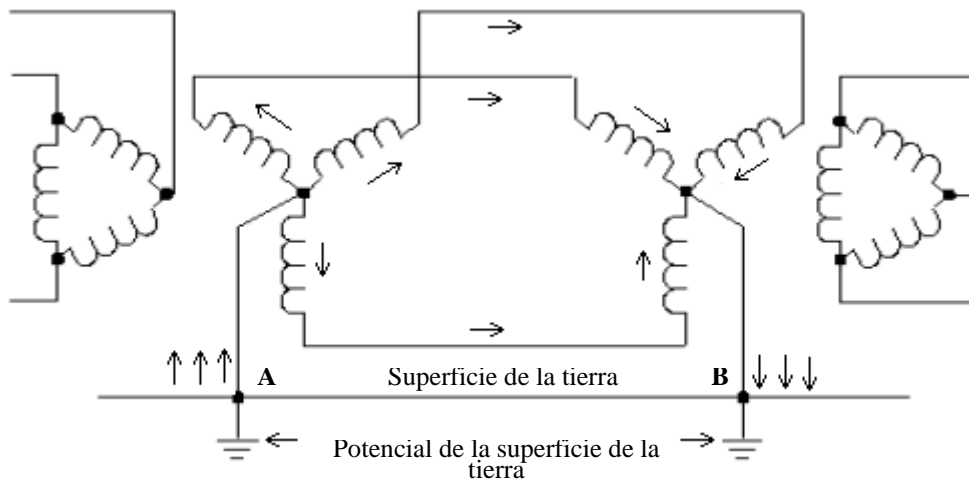


Figura 7.4. GIC entrando al devanado del transformado.

7.3. Modelado de la saturación magnética del núcleo

Es muy extensa la literatura que habla de la no-linealidad de los transformadores. Como el factor predominante de la falta de linealidad es la saturación magnética, ésta ha sido la más estudiada, comparando con temas como la histéresis o las corrientes parásitas. Modelar la histéresis es importante para estudios de transitorios de maniobra o condiciones de falla [41-43], y puede ser despreciada para el análisis armónico [41-47].

Hay diferentes trabajos sobre el modelo del transformador: modelos matriciales[42-46] utilizan la formulación de impedancia o admitancia relativa a las tensiones y corrientes en terminales. Modelos de circuitos equivalentes [41,47-49] utilizan el circuito en “T” como una simplificación y los valores de este modelo son derivados de la hoja de datos del transformador. Modelos que se basan en el principio de dualidad [50-52] se concentran en la topología del núcleo y sus conexiones eléctricas y magnéticas.

7.3.1. Modelo matricial

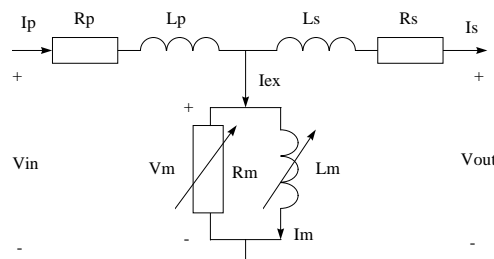
Uno de los modelos matriciales que utiliza el ATP se puede escribir así:

$$\begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ \vdots \\ v_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{11} & R_{12} & \cdots & R_{1N} \\ R_{21} & R_{22} & \cdots & R_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ R_{N1} & R_{N2} & \cdots & R_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1N} \\ L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ L_{N1} & L_{N2} & \cdots & L_{NN} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_N \end{bmatrix} \quad (7.1)$$

donde N es el número de terminales del transformador, v_i ($i=1,N$) denota la tensión en el terminal i , i_{i-j} ($i=1,N$) es la corriente que fluye por la rama $i-j$ (teniendo j como punto de análisis, formulación nodal por ello es omitida en (7.1)), R_{ij} y L_{ij} ($i=1,N$; $j=1,N$) denota la resistencia y la inductancia de la rama $i-j$.

7.3.2. Modelo “T”

La Figura 7.5 muestra el modelo de un transformador monofásico, en él se pueden ver los conceptos básicos del transformador. La R_m puede ser representada por la curva lineal a tramos $v-i$, en ATP estos datos se ingresan punto a punto. Otra elección puede ser darle un valor constante a esta resistencia, dependiendo del problema que se tenga que analizar (en transitorios de maniobra obliga el detalle). Igualmente L_m puede ser modelado por el teorema de compensación, lineal a tramos (capítulo 4). Bctran es la rutina en ATP que permite definir la curva B-H, particularmente especial para el caso de núcleos con grano orientado. La característica de R_m y L_m se toma usualmente de pruebas al vacío de la máquina[53].



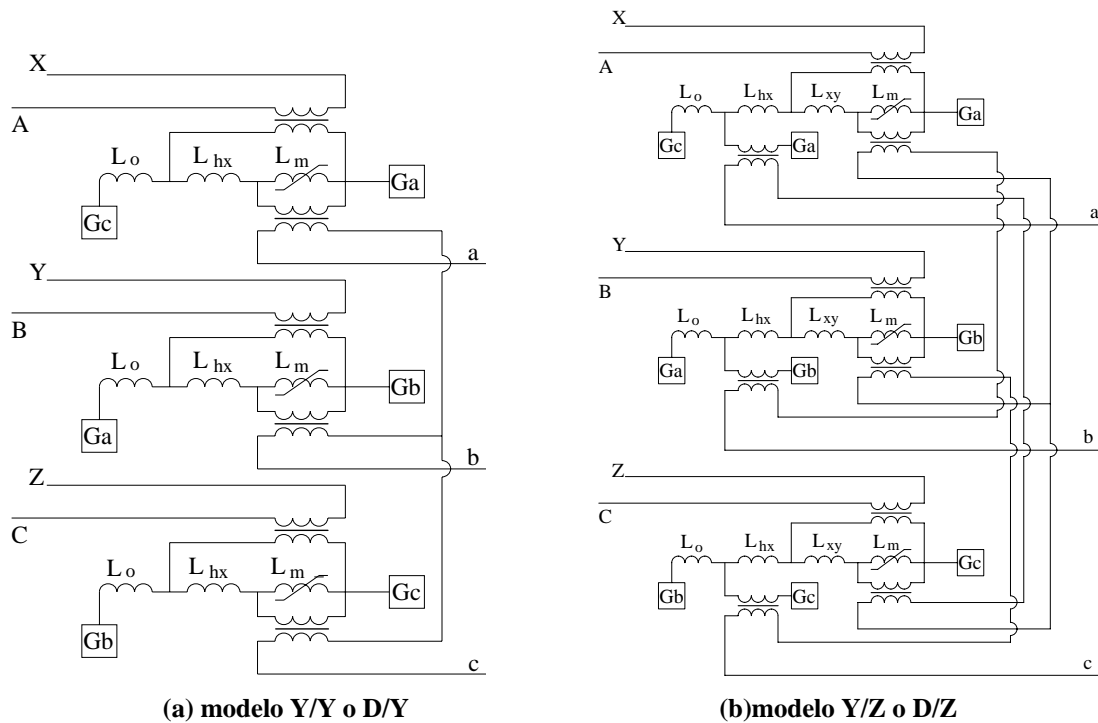
- Rp, Lp: resistencia e inductancia de dispersión del devanado primario.
- Rs, Ls: resistencia e inductancia de dispersión del devanado secundario.
- Rm: pérdidas del núcleo (perdidas por histéresis y corrientes parásitas).
- Lm: inductancia de excitación (es no lineal).

Figura 7.5. Modelo T del transformador.

7.3.3. Modelos duales

Cuando se está en presencia de una topología compleja del núcleo del transformador, puede ser de mucha utilidad representarlo basándose en el principio de dualidad entre circuitos magnéticos y eléctricos. En estos modelos, las inductancias no lineales son usadas para modelar la saturación del núcleo [51-52]

La figura.7.6 muestra cuatro tipos de dualidad para modelar circuitos de transformadores trifásicos. Ellos pueden ser conectados Estrella/Estrella (Y/Y), Delta/Estrella (D/Y), Estrella/Zigzag (Y/Z), Delta/Zigzag (D/Z), respectivamente. Estos modelos pueden ser usados para el análisis armónico y estudios de transitorios de bajas frecuencias.



- (a) modelo Y/Y o D/Y
- (b) modelo Y/Z o D/Z
- L_o, L_{hx}, L_{xy}, L_m : inductancias duales derivadas
 A, B, C, X, Y, Z: terminales primarios
 a, b, c: terminales secundarios
 L_o : camino del flujo de dispersión fuera del devanado
 L_{hx} : camino del flujo de dispersión entre el externo y el devanado interno/intermedio.
 L_{xy} : camino del flujo de dispersión entre el devanado interno y el intermedio.
 L_m : camino mayor del flujo por el núcleo

Figura 7.6. Modelos duales para transformadores trifásicos.

7.3.4. Modelos de saturación por GIC

Para un transformador sometido a perturbaciones tipo GIC, los cuales causan saturación de medio ciclo, es necesario caracterizar el camino del flujo entre el núcleo, tanque y entre hierro. Un modelo detallado debe ser implementado a través de la ecuación de difusión y resolverla por el método de los elementos finitos [4,5-59]. La Figura 7.7 muestra el circuito magnético del modelo equivalente para el caso monofásico. El modelo puede ser usado para el análisis armónico bajo perturbaciones tipo GIC. Note que el circuito tiene cuatro ramas:

- Rama 1: Representa la suma del flujo del núcleo y el aire contenidos en los devanados de excitación. El flujo total es la suma de los dos flujos el DC (GIC) y el AC.
- Rama 2: Representa el camino del flujo en el segmento de la armadura.
- Rama 3: Representa la suma del flujo entrante desde la base. Parte de este flujo se separa de la base y entra en el tanque
- Rama 4: Representa el flujo que llega al núcleo desde la base. Parte de este flujo se concatena entre el hierro, el tanque, el aire y el entre hierro.

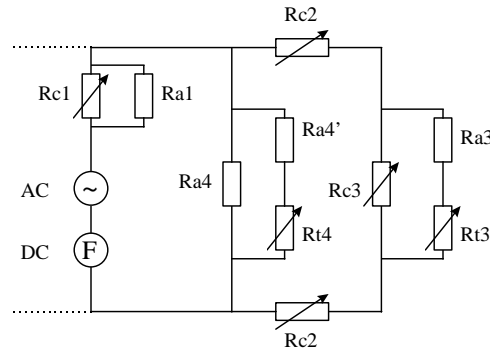


Figura. 7.7. Circuito Magnético equivalente para un transformador monofásico, tipo cáscara.

Un programa iterativo puede ser usado para resolver el circuito de la Figura.7.7, considerando en él los componentes no lineales. También puede ser implementado en ATP [54]. La referencia [10] es un ejemplo para el caso de impulsos transferidos.

7.4. Transformador desde el punto de vista de la red

En el transformador saturado, el principal de los armónicos presentes es el tercero (40 % de la fundamental) al cual se le debe en gran parte el pico en la corriente de magnetización. Las corrientes de tercer armónico se anulan en las fases de alimentación de transformadores conectados en delta, no obstante, si las tensiones de línea varían senoidalmente, la corriente de excitación de cada transformador debe tener un tercer armónico. Estos armónicos por ser iguales en cada instante y de igual sentido no hacen más que circular por el delta sin aparecer en las líneas.

Cuando se tiene conexión en estrella sin puesta a tierra del neutro, las corrientes de excitación al lado de la estrella no pueden contener terceros armónicos. En este caso se presenta una pequeña distorsión de tensión fase neutro manifestada en la presencia de terceros armónicos de tensión, esto siempre y cuando se tenga una conexión en delta en el secundario que permita el flujo de terceros armónicos de la corriente de excitación.

En el caso de bancos monofásicos de transformadores conectados en estrella-estrella aislados, la suma de corrientes debe ser cero y no pueden existir armónicos terceros o sus múltiplos, por lo tanto, el flujo en el transformador no puede ser senoidal. Como consecuencia se inducirán terceros armónicos en las tensiones respecto al neutro del primario y el secundario, estas componentes de la tensión pueden variar entre el 30% y 70% de la tensión fundamental respecto al neutro, las tensiones línea a línea, sin embargo, seguirán siendo senoidales.

En sistemas de subtransmisión y transmisión no se toleran grandes desbalances en las tensiones fase-neutro y por lo general los transformadores de potencia tienen un tercer devanado conectado en delta. Los armónicos de las tensiones al neutro se pueden reducir en gran medida si se agrega un devanado a cada transformador y éste se conecta en delta, así los terceros armónicos podrán circular por el triángulo sin necesidad de circular por las líneas. Si las características de excitación de los transformadores no fuesen exactamente iguales, el

triángulo proporciona también un circuito por el que puede circular una corriente de excitación de secuencia cero para compensar las desigualdades de las características de excitación y evitar el desequilibrio de las tensiones respecto al neutro.

7.5. Potencia activa y reactiva con componentes armónicos

Las definiciones usuales de potencia aparente, activa y reactiva están basadas en condiciones senoidales puras, en este caso:

$$V(t) = \sqrt{2} V \text{ sen } \omega t \quad (7.1)$$

$$i(t) = \sqrt{2} I \text{ sen } (\omega t - \theta) \quad (7.2)$$

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad (7.3)$$

$$p(t) = P[1 + \cos(2\omega t)] + Q \sin(2\omega t) \quad (7.4)$$

$$P = \text{Potencia media} = VI \cos \theta \quad (7.5)$$

$$Q = \text{Potencia reactiva} = VI \text{ sen } \theta \quad (7.6)$$

θ = Angulo de factor de potencia.

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (7.7)$$

En presencia de armónicos la potencia activa promedio es igual a la suma de las contribuciones individuales de cada componente armónico.

$$P = V_{cc} I_{cc} + \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \quad (7.8)$$

$$V_h = \frac{V_{hmax}}{\sqrt{2}} \text{ (Valor RMS)} \quad (7.9)$$

$$I_h = \frac{I_{hmax}}{\sqrt{2}} \text{ (Valor RMS)} \quad (7.10)$$

θ_h = Angulo de desfase entre el (h) armónico de tensión y corriente.

Desafortunadamente no existe consenso para la definición de la potencia reactiva, incluso algunas de las definiciones usadas para la potencia reactiva no son físicamente medibles. La definición más comúnmente aceptada para la potencia reactiva es:

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} I_h V_h \text{ sen } \theta_h \quad (7.11)$$

Observe que la anterior expresión dada para Q en presencia de componentes armónicos es simplemente la extensión natural de la expresión encontrada para la potencia activa promedio, desafortunadamente esta definición de Q carece de un sustento físico. La potencia activa de los diferentes componentes armónicos es aditiva dado que representa valores promedios. Pero la potencia reactiva, a una frecuencia, representa un fasor que rota a dos veces esta frecuencia, la potencia reactiva fundamental es un fasor que rota a 100/120 ciclos por segundos y la potencia reactiva del (h) armónico es un fasor que rota a 100h/120h ciclos por segundos. La magnitud de estos dos fasores no puede ser adicionada para obtener la potencia reactiva total.

7.6. El factor K de los transformadores [111]

7.6.1. El misterioso fenómeno

Está en aumento hoy en día el número transformadores que fallan por sobrecalentamiento y quema sin estar ellos sobrecargados. La causa de ello la constituyen los armónicos producidos por cargas no lineales en las cuales las formas de onda de corriente son electrónicamente distorsionadas (corriente de carga no senoidal).

En la mayoría de circuitos AC que involucran mandos o convertidores de frecuencia variable, los armónicos más comunes son: quinto (300Hz), séptimo (420Hz), décimo (660Hz) y decimotercero (780Hz). Cuando una carga incluye fuentes de potencia conmutadas (que normalmente hacen parte de los computadores), o balastos electrónicos para alumbrado fluorescente, el tercer armónico (300Hz) es muy común. Estos armónicos pueden igualar o exceder en magnitud a la fundamental. Ellos agregarán calentamiento (pérdidas I^2R) a cualquier resistencia por la cual fluyen, incluyendo la resistencia del devanado del transformador.

A pesar de todo, ellos no son contabilizados en los kVA o potencia nominal de la carga y no se registran en la mayoría de los medidores CA que sólo responden a la corriente fundamental (las corrientes armónicas no parecen estar allí).

7.6.2. El problemático tercer armónico

En el secundario de un transformador trifásico en Y, los armónicos individuales en cada fase se cancelarían unos con otros. Pero cuando se incluye el conductor neutro, como en los sistemas de 208/120 voltios, las corrientes armónicas de tercer orden de cada fase individual se adicionan simultáneamente directamente en el neutro como, se ve en la Figura 7.8.

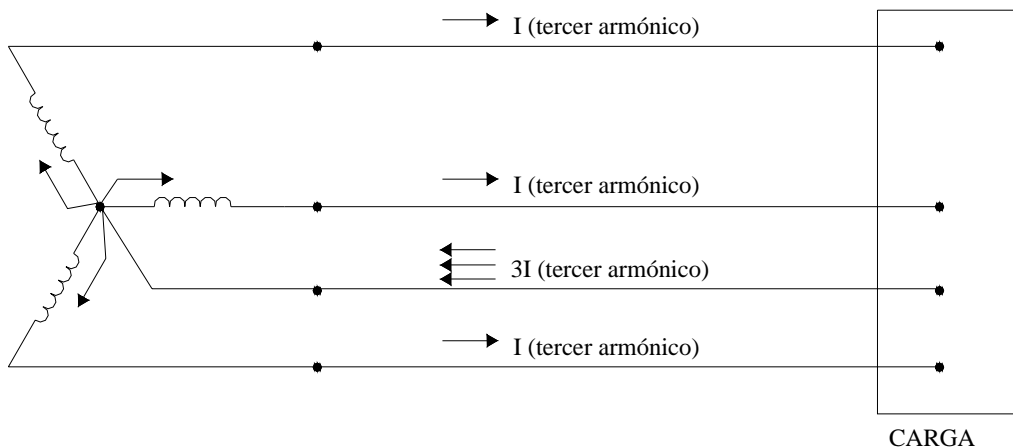


Figura 7.8. Corrientes del tercer armónico de cada fase que se suman en el neutro de un sistema trifásico tetrafilar.

Además de sobrecalentar el conductor neutro, la corriente del tercer armónico circula por el primario en el Δ del transformador sobrecalentándolo. Al explotar recientemente una unidad de 300kVA, se determinó que se había sometido a cargas armónicas que habían excedido los 700kVA.

7.6.3. El tamaño del conductor neutro

La CBEMA (Computer and Business Equipment Manufacturers Association), recomendó usar un conductor neutro que tenga al menos $\sqrt{3}$ veces la capacidad de los conductores de fase. Una forma conveniente de llevar a cabo esto, es usar conductores neutros paralelos, cada uno con la capacidad de corriente de la fase. Esto resulta ser bastante sencillo, pero aplicar el mismo principio a la capacidad térmica del transformador no es técnicamente sano.

7.6.4. El incremento del tamaño del transformador solucionaría el problema?

La misma CBEMA propone usar la siguiente fórmula:

$$\text{Factor de derroteo} = \sqrt{2} \frac{\text{Corriente RMS de carga}}{\text{Corriente pico de carga}}$$

Al aplicar la fórmula anterior, el resultado da de 0.5 a 0.7.

De acuerdo con esto, un transformador estándar de 1000kVA podría suplir una carga no lineal entre 500 y 700kVA, pero ésta no resulta ser una solución satisfactoria. Los conductores del devanado secundario del transformador están sujetos a pérdidas por corrientes Eddy. A mayor capacidad del transformador seleccionado para alimentar una carga en kVA dada, mayores son los calibres de los conductores del devanado y mayores son las pérdidas por corrientes Eddy para una carga dada.

Un segundo problema para el derroteo del transformador es la dificultad para proporcionar la potencia adecuada al circuito. El diseñador se ve enfrentado con dos alternativas que se estudian con el siguiente ejemplo:

Considerar que una carga no lineal de 500kVA es alimentada con un transformador de 1000kVA a una tensión primaria de 408V, lo que representa una corriente de 601.4A.

Alternativa 1: tratar todo el circuito como si fuera ratado para 1000kVA. Así, la protección primaria del transformador (interruptor o fusible) debe ser de $1.25 \cdot 1203A = 1504A$ (se selecciona de 1500 a 1600A) o sea 2.5 veces la corriente de carga real (601.4A). Los conductores del circuito primario y la protección de sobrecorriente deberán ser dimensionados para 1600 A, lo cual resulta una alternativa costosa.

Alternativa 2: tratar el transformador de 1000kVA como si fuera de 500kVA operando a plena carga. Así, el circuito primario y la protección podrían luego ser dimensionados sólo para 752A ($1.25 \cdot 601.4$), lo cual podría resultar más económico. Sin embargo, si este transformador nunca es desenergizado, pero es sometido a recierres cuando opera el recloser del alimentador, la corriente inrush que permanece es la unidad de 1000kVA; la protección aguas arriba no debe reaccionar al transitorio inrush. Se acepta que el dispositivo de protección debe permitir 12 veces la corriente a plena carga durante 0.1 segundos sin disparo. Basados en esto, el transformador de 1000kVA puede esperar una corriente inrush de $120 \cdot 12 = 14436A$.

De acuerdo con esto, la primera alternativa, conduce a un dispositivo de protección que va bien con la corriente inrush del transformador como lo muestra la Figura 7.9, pero es muy costoso.

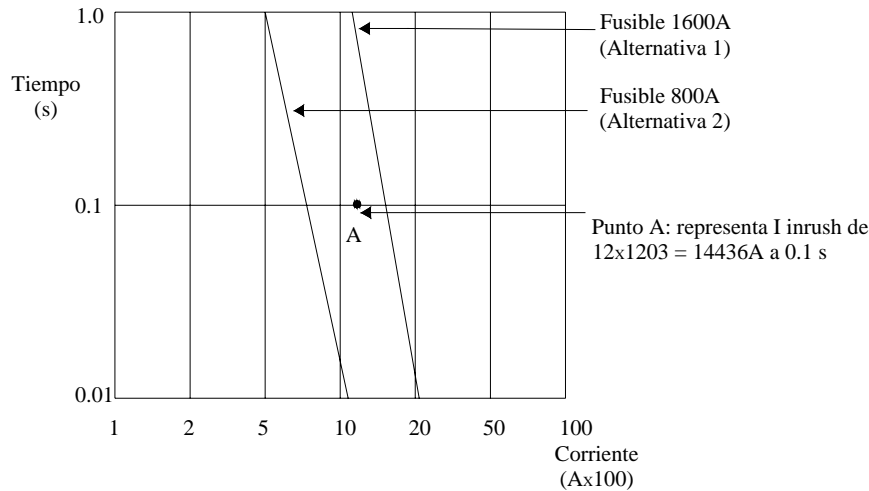


Figura 7.9. Curvas t–I para las corrientes inrush de las dos alternativas.

Seleccionar la segunda alternativa significa que el dispositivo de protección no resistirá la corriente inrush de 14436A.

7.6.5. El factor K, como solución al problema (Alternativa 3)

De acuerdo con la norma IEEE 1100-1992, el factor K relaciona la capacidad del transformador (tipo seco) para servir varios grados de carga no lineal sin exceder los límites de elevación de temperatura nominal. Este factor K está basado en las pérdidas predichas. El factor límite relacionado con el sobrecalentamiento es de nuevo asumido por las pérdidas de corriente Eddy en los devanados.

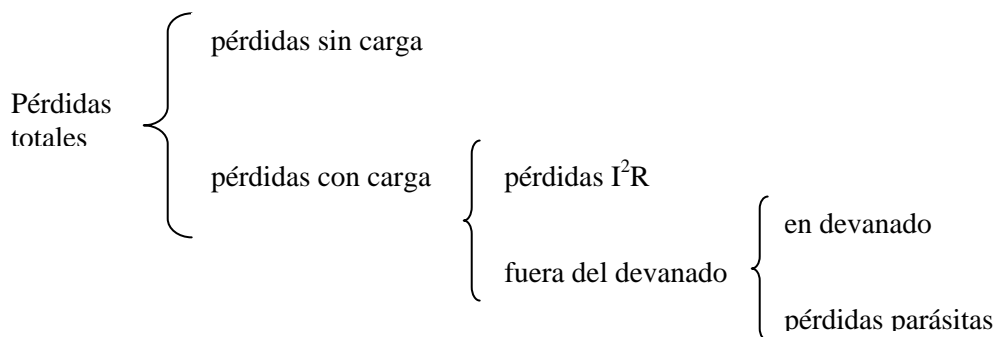
Para propósitos de evaluación, UL ha especificado que la corriente RMS de cualquier armónico simple mayor que el décimo armónico será considerado como menor que 1/h de la corriente RMS fundamental. Los factores K normalizados son: 4, 9, 13, 20, 30, 40, y 50.

Para una corriente de carga lineal, el factor K es siempre 1. Para cualquier carga no lineal dada, si se conocen las componentes de corriente armónica, el factor K puede calcularse y compararse con el factor K del transformador:

Si el factor $K_{CARGA} \leq$ factor K_{TRANSF} , el transformador no necesita ser derroteado. Aplicando este concepto, un transformador de 500kVA (y no de 1000kVA) pero con el factor K adecuado, puede aplicarse a una carga no lineal de 500kVA. Estas unidades están diseñadas para resistir una cierta cantidad de distorsión armónica. El factor K del transformador filtra o bloquea los armónicos de modo que cuando aparecen en el secundario no alcancen la línea primaria. Será posible esto?

En la conexión típica Δ - Y, los armónicos múltiplos de 3, circularán sólo dentro del primario en Δ . Aguas arriba el circuito no los ve. Otros armónicos tales como el quinto y el séptimo aparecen en el circuito primario afectando a otros usuarios. Distorsiones similares en tensión L-L y L-N pueden también existir. Tales distorsiones de tensión siempre aparecen en los circuitos resistivos o reactivos (así como en los cables) por los cuales las corrientes armónicas están circulando. A mayor factor K, mayor cantidad de corrientes armónicas puede manejar el transformador sin sobrecalentarse.

La siguiente es la relación de las diferentes pérdidas que se llevan a cabo en el transformador:



Las pérdidas parásitas son causadas por corrientes de Eddy circulando en los conductores y se comportan de la misma manera que lo hacen en los núcleos magnéticos. Así como los núcleos magnéticos deben ser laminados en capas aisladas, los conductores del secundario del transformador deben ser cableados con hilos aislados los unos de los otros. Las corrientes de Eddy en los devanados estarán presentes en cada frecuencia AC y se incrementarán con la frecuencia.

Así, si la corriente del quinto armónico es el 40% de la fundamental en magnitud, las pérdidas debidas a las corrientes Eddy asociadas serán $5 \cdot 0.4 = 2$ veces la cantidad producida por la corriente fundamental. Otros armónicos harán sus propias contribuciones.

7.7. Cómo seleccionar el factor K (Elección de transformadores en presencia de distorsión armónica)

Para seleccionar el factor K nominal del transformador, el primer paso es decidir (por medición) cuáles son los armónicos esperados y su porcentaje con respecto a la fundamental. Para circuitos aún no instalados, el diseñador debe estimar del conocimiento de las características de las cargas y de los datos de los equipos suministrados extrapolando basado en sistemas similares. Sobre cualquier base, los multiplicadores de corrientes de Eddy se calculan para cada armónico y luego se suman.

El factor K del transformador debe especificarse por encima del factor K calculado para la carga (por ejemplo si $K_{CARGA} = 2.8$, $K_{TRANSF} = 4$).

Los transformadores son especificados para operar con cargas lineales, sin embargo, con la proliferación de cargas no lineales, ellos se han visto sujetos a corrientes no sinusoidales cada vez mayores. Los componentes armónicos de estas corrientes no lineales incrementan las pérdidas en los transformadores debido a:

- Aumento de las pérdidas en los devanados a causa de un mayor efecto piel.
- Mayores corrientes de Eddy, Foucault o parásitas.

Es por ello que transformadores sujetos a cargas no lineales no puedan ser cargados a su potencia nominal, ya que ésta se especifica para condiciones lineales. La norma ANSI/IEEE C57.110 - 1991 propone métodos para la elección de transformadores operando con cargas no lineales, dependiendo de un espectro de corrientes armónicas dado, el método determina la cantidad de corriente (RMS) que causaría las mismas pérdidas a condiciones senoidales puras equivalentes. Según C57.110:

P_{LL} = Pérdidas totales en el transformador (vatios).

$$P_{LL} = RI^2 + P_{EC} \quad (7.12)$$

P_{EC} = Pérdidas debidas a las corrientes de Eddy (parásitas).

Las pérdidas en el núcleo son proporcionales al cuadrado de la corriente y al cuadrado de la frecuencia.

$$P_{ECh} = K_{EC} I_h^2 * h^2 \quad (7.13)$$

h = orden del armónico.

Bajo condiciones nominales senoidales puras se tiene:

$$P_{LL} = RI_l^2 + K_{EC} I_l^2 \quad (7.14)$$

Expresando las pérdidas en por unidad de las pérdidas nominales en el cobre bajo condiciones senoidales puras.

$$P_{base} = RI_l^2 \quad (7.15)$$

$$P_{LL} = 1.0 + \frac{K_{EC}}{R} = 1.0 + P_{EC-R} (pu) \quad (7.16)$$

P_{EC-R} = Pérdidas de Eddy en pu a condiciones nominales senoidales puras.

Las pérdidas bajo condiciones no senoidales son:

$$P_{LL} = R \sum I_h^2 + K_{EC} \sum I_h^2 * h^2 \quad (7.17)$$

Que expresadas en pu quedan:

$$P_{LL}(pu) = \sum I_h^2(pu) + P_{EC-R} \sum I_h^2(pu) * h^2 \quad (7.18)$$

NOTA: En este método no se considera el aumento de pérdidas por efecto piel en el cobre.

La corriente máxima (RMS) que produce las mismas pérdidas nominales a condiciones senoidales puras es:

$$I + P_{EC-R}(pu) = \sum I_h^2(pu) + P_{EC-R}(pu) \sum I_h^2 * h^2 \quad (7.19)$$

Se define el "K-factor" como[54]:

$$K = \frac{\sum I_h^2(pu) * h^2}{\sum I_h^2(pu)} \quad (7.20)$$

$$\sum I_h^2(pu) = I_{max}(pu) = \sqrt{\frac{I + P_{EC-R}(pu)}{I + K P_{EC-R}(pu)}} \quad (7.21)$$

$$\text{Disminución} = [1 - I_{max}(pu)] * 100 \% \quad (7.22)$$

Los valores de P_{EC-R} se obtienen de los fabricantes a partir de las pruebas a los transformadores. Para transformadores trifásicos en el rango de 15 - 225 KVA P_{EC-R} está entre el 5 % y 10 %. Los cálculos de los armónicos utilizados para elegir el transformador deben ser efectuados con el transformador conectado, ya que al introducirlo a la red se cambia el espectro armónico y/o su magnitud.

7.8. Ejemplos en una planta industrial para la elección del transformador tomado de [1]

Ejemplo 7.1. Se tiene un transformador trifásico que supe una carga no lineal. El espectro armónico de la carga se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 7.1. Espectro armónico de la carga.

Armónico h	Frecuencia (Hz)	Amperios lado 132kV	I_h (pu)
1	60	3.2	1.0000
5	300	0.6	0.1875
7	420	0.4	0.1250
I_{RMS}	$\sqrt{\sum I_h^2} = 3.28$		
KVA	$\sqrt{3} * 13.2 = 75$		

Con $P_{EC-R}(pu) = 8\%$ (valor típico).

Tabla 7.2. Cálculo del factor K.

Armónico h	$I_h^2(pu) * h^2$	$I_h^2(pu)$
1	1.0000	1.0000
5	0.8789	0.0352
7	0.7656	0.0156
\sum	2.6445	1.0508
$K = 2.52$		

$I_{MAX}(pu) = 95\%$

Disminución de la potencia efectiva = $1.0 - 0.95 = 5\%$

$$KVA \text{ Requeridos} = \frac{75}{0.95} = 79 \text{ KVA} \quad (7.23)$$

Por lo tanto, para suplir esta carga de 75 KVA se requiere en capacidad de transformador 79 KVA.

La principal objeción que se ha planteado para aplicar la norma C57-110 es debida a los requerimientos de información que se deben tener, esta información puede ser difícil de conseguir. Los fabricantes están empezando a desarrollar transformadores especialmente diseñados para usar con cargas no lineales como una respuesta a las nuevas necesidades de los usuarios y de la industria. Estos nuevos transformadores se especifican con el parámetro "K- factor", que tiene en cuenta el calentamiento adicional producido por las pérdidas cuando se supe una carga no lineal específica.

Dentro de esta observación es importante resaltar que un factor $K=4$ no implica una potencia 4 veces a la de diseño. En este caso, por ejemplo, 75 KVA para $K=1$ geoméricamente será de un volumen inferior a

un 75KVA de $K=4$, pero la capacidad de funcionamiento es de 75 KVA en los dos casos, con la ventaja, en el segundo caso, de poder trabajar bajo condiciones de distorsión armónica.

Ejemplo 7.2. Los siguientes son los porcentajes de armónicos encontrados en una instalación. Se requiere encontrar factor K del transformador.

Tabla 7.3. Porcentajes de armónicos encontrados en la instalación.

I_h %	h	I_h^2	h^2	$I_h^2 h^2$
100	1	1.0000	1	1.0000
16.6	3	0.02756	9	0.24800
10.0	5	0.01000	25	0.25000
7.1	7	0.00504	49	0.24700
5.5	9	0.003025	81	0.24503
4.5	11	0.002025	121	0.24503
3.85	13	0.001482	169	0.25050
3.33	15	0.001109	225	0.24950
3.94	17	0.000864	289	0.24980
2.63	19	0.000692	361	0.24970
2.38	21	0.000566	441	0.24980
2.17	23	0.000471	529	0.24910
2.00	25	0.0004	625	0.25000
				$\sum_{h=1}^{h=25} I_h^2 \cdot h^2 = 3.9834$

El factor K transformador será 4.

Ejemplo 7.3. Los siguientes son los porcentajes de armónicos encontrados en una instalación. Se requiere encontrar ahora el nuevo factor K el transformador.

Tabla 7.4. Porcentajes de armónicos en la instalación.

I_h %	h	I_h^2	h^2	$I_h^2 h^2$
100	1	1.0000	1	1.0000
33.33	3	0.11109	9	0.9998
20	5	0.0400	25	1.0000
14.2	7	0.02016	49	0.98804
11	9	0.0121	81	0.9801
9	11	0.081	121	0.9801
7.7	13	0.00593	169	1.0020
6.66	15	0.00444	225	0.99800
5.88	17	0.00346	289	0.99920
5.26	19	0.002767	361	0.99880
4.76	21	0.002266	441	0.99920
4.34	23	0.001884	529	0.99640
4	25	0.00160	625	1.0000
				$\sum_{h=1}^{h=25} I_h^2 \cdot h^2 = 12.94169$

En este caso el transformador deberá tener un $K = 13$, teniendo en cuenta que los datos varían y por lo tanto la tabulación también varía con la localización del sistema.

Analogía (Ejemplos 7.2 y 7.3)

Un transformador de distribución típico de 50kVA con 480VA, 208/120V, 60Hz, trifásico, 150°C de elevación de temperatura, tendrá 8500W de pérdidas en el devanado y 1000W de pérdidas por corrientes Eddy para un total de 9500W. Para $K = 4$, las pérdidas por corrientes de Eddy son multiplicadas por 4. ($4 \cdot 1000 = 4000W$).

Si el mismo transformador de distribución, diseñado para una carga senoidal sólo es usado con un $K = 4$, para cargas armónicas no senoidales tendrá un total de $4000 + 8500 = 12500W$ de pérdida en vez de 9500W, lo que significa que el transformador probablemente se quemará.

CAPÍTULO 8

DISEÑO DE FILTROS PASIVOS

Ésta es sin duda la medida remedial más evidente para controlar las corrientes armónicas. Un filtro en general puede actuar de una de las siguientes formas:

- Introducir una alta impedancia en serie para bloquear el paso de las corrientes armónicas.
- Derivar a tierra las corrientes armónicas a través de caminos de baja impedancia.
- Inyectar armónicos en oposición de fase a los presentes en la red para cancelarlos.

Existen dos tipos de filtros que se utilizan en sistemas de potencia:

- Filtros pasivos.
- Filtros activos.

A continuación se hará una descripción somera de las principales definiciones en lo concerniente a la evaluación de la calidad de la potencia.

8.1. Definiciones básicas concernientes a la evaluación de la calidad

Convencionalmente, las definiciones para el análisis de sistemas de potencia se han desarrollado para sistemas en estado estacionario y operando en condiciones senoidales. No obstante, cuando se presentan armónicos por causa de la no-linealidad del sistema, como ya se dijo en el capítulo anterior, necesitan ser modificadas y además se debe buscar un consenso en la interpretación física de la nueva definición. Esta sección retoma las definiciones presentadas en el capítulo anterior y describe algunos índices y definiciones asociados con: tensión, corriente, potencia instantánea, potencia promedio (activa), potencia aparente, potencia reactiva y factor de potencia bajo condiciones no senoidales.

8.1.1. Armónicos en sistemas de potencia

Como se ha dicho, en el sistema de potencia la definición de armónicos se debe a aquellas componentes senoidales que son enteros múltiplos de la frecuencia del sistema. De esta manera y por la descomposición de Fourier, se pretende descomponer la señal de tensión y corriente distorsionada para su sistemático análisis en el sistema de potencia.

Como se ha mostrado, muchos elementos del sistema, así como la carga, responden de la misma forma en los semiciclos positivo y negativo. El concepto de simetría de media onda proviene de este análisis. De ello se observa que los armónicos pares son no característicos en el sistema de potencia. También, los terceros (múltiplos del tercer armónico) pueden ser limitados utilizando conexiones en estrella con neutro puesto a tierra, y transformadores en delta si el sistema es balanceado, puesto que los terceros son caracterizados por tener secuencia cero. Ésta es la razón por la cual se ignoran o se denominan armónicos no característicos [5]. Desde el punto de vista del análisis armónico las frecuencias son limitadas hasta el 50^{avo} armónico. También dentro de este grupo de armónicos se considera aquellos que no son múltiplos de la frecuencia fundamental (subarmónicos o interarmónicos)[5].

8.1.2. Cantidades eléctricas en presencia de distorsión

Cuando se presentan armónicos en estado estacionario, la tensión y la corriente se pueden expresar por la serie de Fourier, así:

$$v(t) = \sum_{h=1}^{\infty} v_h(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_0 t + \theta_h) \quad (8.1)$$

$$i(t) = \sum_{h=1}^{\infty} i_h(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega_0 t + \delta_h) \quad (8.2)$$

Aquí la componente CD es ignorada, V_h e I_h son los valores medio cuadrático (rms) para el h -ésimo armónico de tensión y corriente, respectivamente.

Por ello, la potencia instantánea se define como:

$$p(t) = v(t)i(t) \quad (8.3)$$

y la potencia promedio en el período T de $p(t)$ será.

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt \quad (8.4)$$

Si se sustituye (8.1) y (8.2) en (8.4) y se hace uso de la condición de ortogonalidad de las funciones seno y coseno, se llega a

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos(\theta_h - \delta_h) = \sum_{h=1}^{\infty} P_h \quad (8.5)$$

Se puede apreciar cómo cada armónico tiene una contribución, positiva o negativa, a la potencia promedio (esta potencia, signada como la potencia poliarmónica, es un indicativo físico de la presencia de distorsión). Por condiciones de ortogonalidad, no hay contribución a la potencia promedio de los productos entre índices cruzados de corriente y tensión. En condiciones normales de operación, un sistema de potencia tiene muy poca potencia poliarmónica.

Siguiendo con las condiciones de ortogonalidad, los valores medio cuadrático (rms) de (8.1) y (8.2) son:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad (8.6)$$

e

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (8.7)$$

respectivamente.

La potencia aparente será

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (8.8)$$

El diccionario de términos técnicos de IEEE [11] adoptó la siguiente definición:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (8.9)$$

donde Q es la potencia reactiva definida como:

$$Q = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin(\theta_h - \delta_h) \quad (8.10)$$

y D es definida como los voltamperes de distorsión, los cuales corresponden al producto de tensión y corriente de componentes de diferente frecuencia en (8.1) y (8.2).

Cuando no hay armónicos, en (8.8) S es igual a $V_1 I_1$, que corresponde a la definición convencional. En condiciones senoidales puras, las ecuaciones de potencia promedio se pueden relacionar entre sí:

$$(V_1 I_1)^2 = P_1^2 + Q_1^2 \quad (8.11)$$

donde $Q_1 = V_1 I_1 \sin(\theta_1 - \delta_1)$ es la potencia reactiva fundamental definida en (8.10) para $h = 1$.

Como se dijo en el capítulo anterior no hay un consenso hasta la fecha en lo que respecta al significado de Q en presencia de distorsión. En [8] hay algunas definiciones alternativas a las presentadas aquí. El concepto de factor de potencia se originó de la necesidad de cuantificar cuán eficiente es la utilización de la corriente eléctrica entregada por el sistema respecto al consumo de la carga. Sea senoidal o no el sistema de potencia, el factor de potencia total se define así:

$$fp = \frac{P}{S} \quad (8.12)$$

donde P es la potencia promedio, la cual es contribución de la fundamental y de las componentes armónicas, como se ve en (8.5). En lo que sigue se verán algunos índices de distorsión.

8.1.3. La Secuencia de la fase de los armónicos

Para un sistema trifásico balanceado en condiciones no senoidales, la componente h de los armónicos de tensión en cada fase se podrá expresar así:

$$v_{ah}(t) = \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_0 t + \theta_h) \quad (8.13)$$

$$v_{bh}(t) = \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_0 t - 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (8.14)$$

$$v_{ch}(t) = \sqrt{2} V_h \sin(h\omega_0 t + 2h\pi/3 + \theta_h) \quad (8.15)$$

De aquí, se ve que la secuencia de los armónicos en un sistema balanceado trifásico sigue la sucesión que se muestra en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1. Secuencia de la fase de los armónicos en un sistema trifásico balanceado.

Orden del Armónico	Secuencia de la fase
1	+
2	-
3	0
4	+
5	-
6	0
.	.

Observando la Tabla 8.1, se encuentra que a pesar de ser balanceado, las secuencias cero y negativa están presentes en el sistema, es más, los terceros armónicos son de secuencia cero. En el caso de sistemas desbalanceados, todos los armónicos estarán presentes en las tres descomposiciones, secuencia negativa, positiva y cero [9].

Las definiciones propuestas (8.1) - (8.12) son todas aplicables en el caso de sistemas balanceados. Sin embargo, para sistemas desbalanceados, la potencia aparente debe ser redefinida y he aquí un gran inconveniente de consenso por parte de la comunidad internacional. La referencia [12] muestra algunas definiciones prácticas en el caso de situaciones no senoidales y desbalanceadas.

8.2. Índices de distorsión armónica

En el transcurso del texto se han introducido algunos índices, pero este apartado ha sido dedicado a su introducción formal. En su mayoría, estos índices tienen su origen con relación a los componentes de sistemas de comunicación. Esta sección describe los índices de mayor uso [11-13].

8.2.1. Distorsión armónica total (Factor de distorsión)

Estos son los índices más comúnmente usados:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad \text{o} \quad THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (8.16)$$

el cual se define como la relación de la suma de los valores medios cuadráticos de las componentes armónicas al valor de la componente fundamental y usualmente se expresa en porcentaje. Este índice se usa como una medida de la desviación de la onda periódica que contiene componentes armónicas con respecto a una onda senoidal pura, la fundamental. Obviamente, para una onda perfectamente senoidal el THD vale cero. De manera similar, la medida individual de cada armónico para la tensión y corriente en el h -ésimo orden se define como V_h/V_1 y I_h/I_1 , respectivamente.

8.2.2. Demanda de distorsión total

La demanda de distorsión total (TDD), es la distorsión armónica de corriente total y se define como:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_L} \quad (8.17)$$

donde I_L es la máxima demanda de corriente (15- o 30- minutos en el período de análisis) a frecuencia fundamental en el punto de conexión común (PCC), calculada como el promedio de corriente de la demanda máxima de los doce meses anteriores. El concepto de TDD es particular de la recomendación práctica IEEE 519.

8.2.3. Factor de influencia al teléfono

El factor de influencia al teléfono (TIF), es una medida utilizada para describir el ruido que se siente en la red telefónica, originado por armónicos de tensión y corriente del sistema de potencia. El TIF es ajustado basándose en los niveles de sensibilidad que el oído humano y tiene a las diferentes frecuencias. Las tablas de peso se desarrollaron en 1965 y se encuentran en la norma ANSI 368. Éste se define como:

$$TIF_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2}}{V_{rms}} \quad \text{o} \quad TIF_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2}}{I_{rms}} \quad (8.18)$$

Donde w_h es un factor de peso que involucra ruido audible y acoplamiento inductivo proveniente de las componentes armónicas [8].

8.2.4. Producto $V \cdot T$ e $I \cdot T$

Otro índice de distorsión que da una medida de ésta en los circuitos de audio, similar al TIF , es el producto $V \cdot T$ o $I \cdot T$, donde V es la tensión rms en voltios, I es la corriente rms en amperios, y T es el TIF . En la práctica, la interferencia telefónica se expresa como $V \cdot T$ o $I \cdot T$, el cual está definido así:

$$V \cdot T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h V_h)^2} \quad \text{or} \quad I \cdot T = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (w_h I_h)^2} \quad (8.18)$$

donde w_h es la variable de ponderación descrita anteriormente. Si se usan $kV \cdot T$ o $kI \cdot T$ el índice debe ser multiplicado por un factor de 1000. La ecuación (8.18) se refiere al hecho de que el índice es un producto de armónicos de tensión o corriente y a su correspondiente factor de influencia telefónica. Observando (8.17) y (8.18), se encuentra que

$$TIF_V \cdot V_{rms} = V \cdot T \quad \text{y} \quad TIF_I \cdot I_{rms} = I \cdot T \quad (8.19)$$

8.2.5. Índice ponderado C-Message

El índice ponderado C-message es similar a TIF , excepto que la ponderación c_h es la utilizada en lugar de w_h . Esta ponderación se deriva de pruebas registradas para indicar la molestia relativa al que escucha o el grado de distorsión en el habla ocasionado por una señal de interferencia de frecuencia f , las pruebas fueron practicadas en 500 teléfonos de distinta marca y con ellas se desarrolló el parámetro de ponderación. Este índice se define como [3] [56]

$$C_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h V_h)^2}}{V_{rms}} \quad \text{o} \quad C_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} (c_h I_h)^2}}{I_{rms}} \quad (8.20)$$

La relación entre los parámetros de ponderación de TIF y C-message está dada por:

$$w_h = 5c_h f_h \quad (8.21)$$

donde f_h es la frecuencia del armónico de orden h .

8.2.6. El Factor K del Transformador

Como se mostró en el capítulo anterior el factor K de un transformador es un índice para seleccionar transformadores que deben funcionar sometidos a distorsión armónica de corriente [14]. El factor K es definido como:

$$K = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} h^2 (I_h / I_1)^2}{\sum_{h=1}^{\infty} (I_h / I_1)^2} \quad (8.22)$$

donde h es el armónico y I_h / I_1 es la correspondiente distorsión individual. (8.22) se dedujo en el capítulo anterior.

El transformador con factor K , es construido de tal manera que pueda soportar más distorsión en tensión que uno convencional. Igualmente es mejor su capacidad de disipación al convencional. Es ideal considerar el transformador en condiciones de diseño tipo K para cargas no-lineales alimentadas por dicho transformador, también se suele utilizar en el momento de reemplazo de equipo de alimentación. La Tabla

8.2 muestra los transformadores más usuales desde el punto de vista de las empresas productoras de este equipo, los transformadores convencionales se consideran del tipo K-1.

Tabla 8.2. Disponibilidad Comercial de transformadores tipo K.

Categoría
K-4
K-9
K-13
K-20
K-30
K-40

8.2.7. Factor de distorsión

Cuando tensión y corriente contienen armónicos, se puede mostrar que [15]:

$$V_{rms} = V_1 \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \quad (8.23)$$

e

$$I_{rms} = I_1 \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2} \quad (8.24)$$

El factor de potencia total será:

$$pf_{tot} = \frac{P}{V_1 I_1 \sqrt{1 + (THD_V / 100)^2} \sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}} \quad (8.25)$$

En la mayoría de los casos la potencia poliarmónica es muy pequeña, luego P es básicamente la fundamental y el THD de tensión es menor del 10%. Así (8.25) puede ser simplificada como:

$$pf_{tot} \approx \frac{P_1}{V_1 I_1} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (THD_I / 100)^2}} = \cos(\theta_1 - \delta_1) \cdot pf_{dist} \quad (8.26)$$

En (8.26), el primer termino, $\cos(\theta_1 - \delta_1)$ se conoce como factor de desplazamiento, y el segundo término, pf_{dist} , se define como factor de distorsión. El factor de desplazamiento obviamente no es mayor que uno.

$$pf_{tot} \leq pf_{dist} \quad (8.27)$$

Para circuitos monofásicos con carga que produce distorsión el factor de potencia será muy malo. Agregar capacitores para corregir el factor de potencia provoca condiciones de resonancia. La vía en este caso para mejorar el factor de potencia es utilizar filtros, activos o pasivos.

8.3. Resonancia

Se ha visto en el capítulo 3, que el tratamiento numérico del sistema de potencia para el análisis armónico viene dado por alguna de las siguientes ecuaciones:

$$\mathbf{V}_h = \mathbf{Z}_h \cdot \mathbf{I}_h \quad (8.28)$$

$$\mathbf{I}_h = \mathbf{Y}_h \cdot \mathbf{V}_h \quad (8.29)$$

Donde \mathbf{V}_h es el vector de la componente h en cada barra que debe ser determinado. \mathbf{Z}_h es la impedancia armónica del sistema, \mathbf{Y}_h la matriz de admitancia, y \mathbf{I}_h son las corrientes armónicas medidas o estimadas que representan la fuente de contaminación conectada en cada barra.

En (8.28), \mathbf{Z}_h puede ser obtenida utilizando un algoritmo de topología para cada armónico que interese o su inversa \mathbf{Y}_h en (8.29), pero se ha mostrado que los efectos en las cargas o en otra parte del sistema debe ser modelado [16].

Observado (8.28), se ve que la impedancia armónica juega un papel preponderante en la respuesta a los armónicos del sistema, especialmente al efecto de resonancia. La resonancia se define como una amplificación en la respuesta del sistema a una excitación periódica cuando la frecuencia de la fuente de excitación es igual a la frecuencia natural del sistema. El ejemplo clásico del circuito LC, muestra que al ser excitado por una corriente armónica, las reactancias capacitivas e inductivas vistas por la fuente de corriente serán resonantes a la frecuencia $f_r = 1 / (2\pi\sqrt{LC})$, conocida como frecuencia de resonancia.

En los sistemas de potencia, graves problemas de resonancia pueden ocurrir por la instalación de capacitores para la corrección del factor de desplazamiento o con propósitos de regulación de tensión. Las reactancias inductiva y capacitiva del sistema, que producen la frecuencia de resonancia, a menudo se encuentran muy cerca del quinto o séptimo armónico. Sin embargo, pueden ocurrir problemas en el décimo primero o en el décimo tercero, menos usuales. Pueden ocurrir con mucha frecuencia, dos tipos de resonancia en el sistema: resonancia serie y resonancia paralela. La resonancia serie es un camino de baja impedancia al flujo de la corriente armónica, y la resonancia paralela es un camino de alta impedancia al flujo de la corriente armónica.

8.3.1. Resonancia Serie

Como se muestra en la Figura 8.1, si el banco de capacitores está en serie con la reactancia del sistema y crea un camino de baja impedancia a la corriente armónica, se está en presencia de una condición de resonancia serie. La resonancia serie puede causar altos niveles de distorsión en la tensión entre la inductancia y el capacitor del circuito debido a la corriente armónica concentrada en el bajo camino de impedancia. Esta resonancia hace que falle el capacitor o el fusible por efecto de la sobretensión.

La condición de resonancia serie está dada por:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (8.30)$$

donde h_r es el orden del armónico en que hay resonancia.

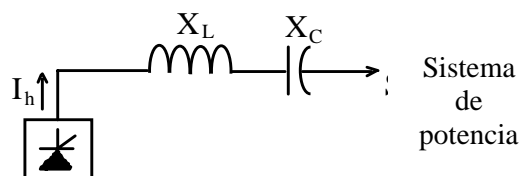


Figura 8.1. Resonancia Serie.

8.3.2. Resonancia Paralelo

La Figura 8.2 muestra la topología del circuito en la cual puede ocurrir la resonancia paralelo. La resonancia paralelo ocurre cuando la reactancia inductiva y la reactancia capacitiva del sistema, que están en paralelo, tienen una cierta frecuencia que está presente en el sistema, esta combinación en paralelo es vista por la fuente como una impedancia muy grande. Esta frecuencia, para la cual la impedancia es muy grande, es precisamente la frecuencia de resonancia. Esta resonancia produce distorsión en la tensión y amplificación en la corriente de manera significativa. La tensión distorsionada produce el flujo de corriente distorsionada en los ramales adyacentes. Finalmente, estas corrientes amplificadas producen el fallo del equipo.

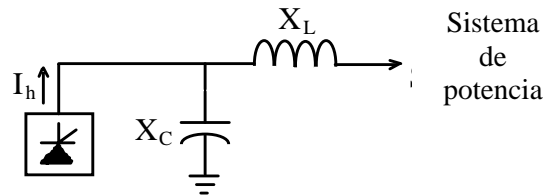


Figura 8.2. Resonancia paralelo.

En el circuito de la Figura 8.2, la frecuencia de resonancia se determina por:

$$h_r = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} = \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{MVAR_{CAP}}} \quad (8.31)$$

donde MVA_{SC} es la potencia de corto circuito en MVA en el punto de conexión de la carga perturbante y los $MVAR_{CAP}$ es la potencia en MVAR del capacitor. Esta es una aproximación muy buena para relaciones X/R altas.

Otro esquema de resonancia en los sistemas de distribución se presenta en la Figura 8.3. Si alguna parte del alimentador, que es inductivo, aparece en el medio de bancos capacitivos, el sistema puede presentar una combinación de muchos circuitos serie-paralelo que podrían entrar en una de estas dos condiciones de resonancia serie, aunque los efectos de este tipo de resonancia son menores que los analizados arriba, este tipo de problema debe ser tratado con programas de análisis muy sofisticado. Las simulaciones en el tiempo son las más recomendadas y el ATP es un buen ejemplo para tratar este problema.

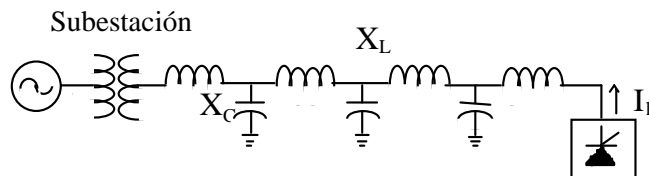


Figura 8.3. Resonancia distribuida.

8.3.3. Resonancia en sistemas industriales

La combinación de cargas no lineales, ricas en armónicos, y de bancos de condensadores para mejoramiento del factor de potencia han incrementado las posibilidades de amplificación armónica. Un sistema sin capacitores tiene una capacitancia distribuida muy baja, y por lo tanto, las frecuencias de resonancia son bastante elevadas (del orden de KHz), muy alejadas de los armónicos excitadores que se pueden presentar. La presencia de condensadores introduce polos y ceros cercanos a las frecuencias armónicas presentes amplificando el efecto de los armónicos.

Con la utilización de bancos de condensadores en paralelo cualquier tipo de resonancia puede ocurrir: serie, paralela o distribuida; el resultado será un excesivo flujo de corriente armónica y el apareamiento de sobretensiones intolerables. A continuación se muestran algunas situaciones que pueden llevar a condiciones de resonancia cuando se instalan bancos de condensadores en una planta industrial.

Como se dijo, la resonancia serie puede ser ocasionada tanto por armónicos producidos por cargas no lineales del mismo usuario como por excitaciones armónicas provenientes del sistema externo a la planta industrial, esto se muestra en la Figura 8.4. En la resonancia paralela, que además es la más común condición de resonancia en sistemas de potencia industriales, se presenta cuando la inductancia equivalente del sistema externo resuena con un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia a una frecuencia armónica producida por una carga de la misma industria, como se muestra en la Figura 8.5.

Durante la resonancia, la impedancia equivalente se incrementa y se establecen altas corrientes circulantes entre el sistema y el condensador, ocasionando peligrosas sobretensiones en éste.

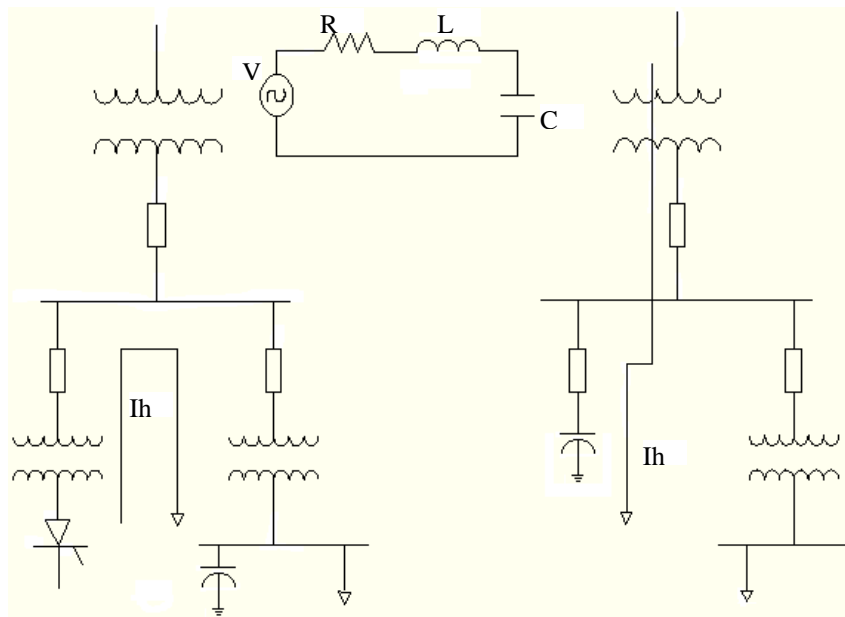


Figura 8.4. Resonancia en sistemas industriales

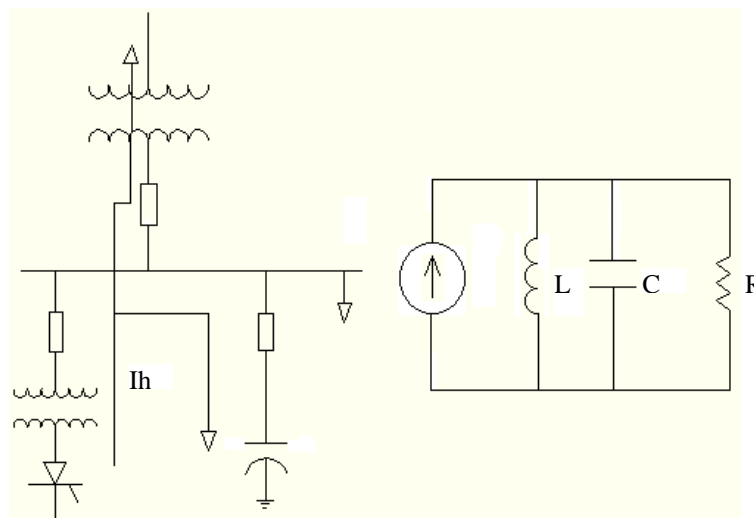


Figura 8.5. Condición de resonancia en sistemas externos.

8.3.4. Resistencias durante la resonancia

Durante la resonancia los circuitos se comportan como resistencias puras (a factor de potencia uno), por ello, la severidad de la resonancia queda determinada por el valor de las resistencias involucradas en el circuito, en la resonancia el factor más importante y decisivo son las resistencias presentes.

En una resonancia serie la única limitadora de la corriente es la pequeña resistencia serie, cuando el circuito resonante serie es un filtro, esta resistencia define la calidad del filtro y por ende la selectividad del mismo. En una resonancia paralela la resistencia paralela limita el valor máximo de la impedancia, y por ende, la máxima distorsión armónica de tensión que se puede presentar.

8.4. Filtros pasivos

Los filtros pasivos son un método efectivo para mitigar el problema de contaminación armónica. Estos son diseñados para proveer un camino de evacuación a los armónicos que más molestan en el sistema. Los filtros más comunes son el filtro serie y el filtro paralelo. El filtro serie se caracteriza por producir una resonancia paralela y bloquear, pues tiene una alta impedancia a la frecuencia de sintonía. El reactor de alisado que se suele usar en los puentes rectificadores es un claro ejemplo. El filtro paralelo es caracterizado por una resonancia serie atrapando con ella la perturbación dado el bajo camino de impedancia que provoca. Un simple circuito LC es uno de los diseños más comunes en sistemas de potencia.

En conclusión, los filtros pasivos son circuitos resonantes que usan combinaciones de elementos R-L-C para obtener una respuesta a la frecuencia deseada. Los más usados en aplicaciones para sistemas de potencia son:

- Filtro pasa banda (frecuencia simple).
- Filtro pasa altos.

La configuración más deseable es el filtro de frecuencia sencilla, pero para ello se requiere un filtro para cada armónico presente. Por razones de economía, armónicos por encima de una frecuencia dada son filtrados en conjunto con un filtro pasa altos.

Como se mencionó anteriormente, cuando se instalan bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia en ambientes contaminados con armónicos, se incrementa la posibilidad de una resonancia a una de las frecuencias armónicas.

Adicionar un pequeño reactor al condensador para formar un filtro de frecuencia simple puede evitar los problemas de resonancia y de paso se filtran los armónicos más cercanos a la frecuencia de sintonía, esto se aclara con el sistema mostrado en la Figura 8.6.

Si se supone que el sistema es predominante inductivo:

$$Z_{sh} = X_{sh} \quad (8.32)$$

$$fr = 60 \sqrt{\frac{X_c}{x_s}} = 60 \sqrt{\frac{MVA_{SC}}{MVA_C}} \quad (8.33)$$

MVA_{SC} = Capacidad de cortocircuito en la barra donde está instalado el condensador.

MVA_C = Capacidad nominal del condensador.

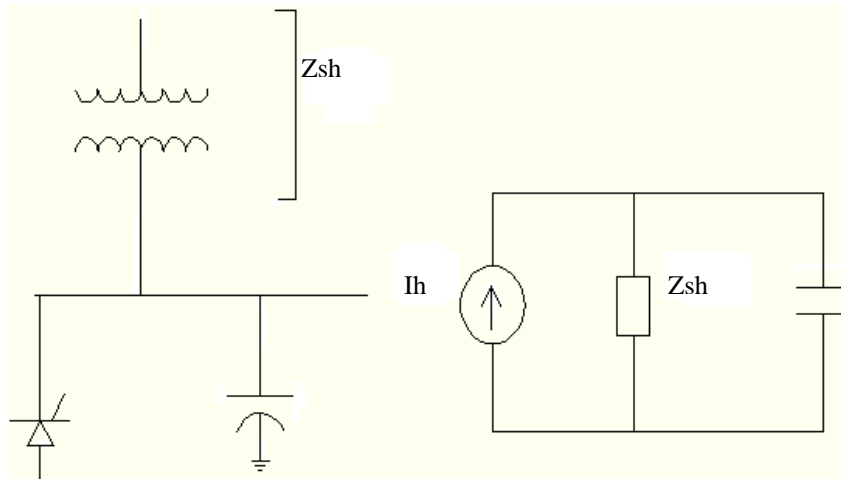


Figura 8.6. Adición de un reactor al condensador para formar un filtro de frecuencia simple.

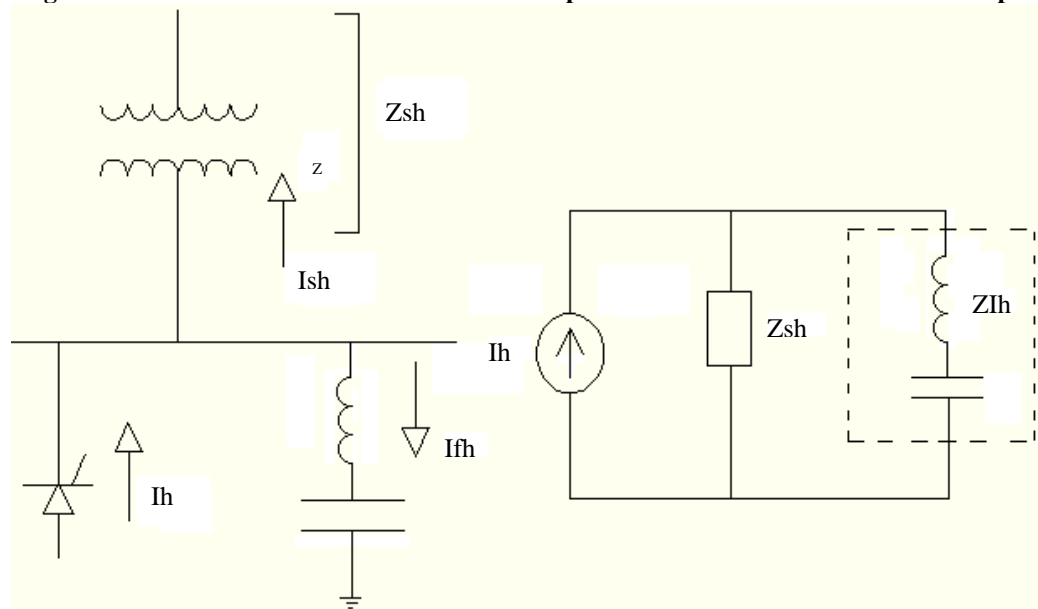


Figura 8.7. Adición de un reactor de sintonía al banco de capacitores.

Si la carga no lineal del usuario produce armónicos con una frecuencia cercana a de resonancia, se ocasionará una magnificación armónica. En los sistemas típicos de potencia industriales, los mayores peligros de resonancia ocurren al 5° o 7° armónico. Si se adiciona un reactor de sintonía al banco de capacitores como se muestra en la Figura 8.7.

$$i_{fh} = \frac{Z_{sh}}{Z_{fh} + Z_{sh}} i_h = \rho_f i_h \quad (8.34)$$

$$i_{sh} = \frac{Z_{fh}}{Z_{fh} + Z_{sh}} i_h = \rho_s i_h \quad (8.35)$$

$$\rho_f + \rho_s = 1.0 \quad (8.36)$$

El filtro forma una rama resonante serie tal que Z_{fh} tiende a cero a la frecuencia armónica agresora, como resultado, la componente de corriente armónica que va dentro del sistema es reducida al mínimo. Sin

embargo, sigue existiendo la posibilidad de resonancia entre el filtro y el sistema, por ejemplo, si el sistema es predominantemente inductivo:

$$fr = 60 \sqrt{\frac{x_c}{x_s + X_L}} \quad , \quad X_L = \frac{x_c}{h_i^2} \quad (8.37)$$

X_c = Reactancia del condensador a 60 Hz.

X_s = Reactancia equivalente del sistema externo a 60 Hz.

X_L = Reactancia del reactor de sintonía a 60 Hz.

h_i = Orden del armónico a filtrar.

Obsérvese que lo que se ha hecho es desplazar el punto de resonancia (polo en la respuesta de la red a la frecuencia) a la izquierda, a una frecuencia menor, pero sigue latente el problema de resonancia. Incluso, se puede presentar una nueva resonancia a un armónico de orden menor agravándose mucho más la situación, ya que entre menor sea el orden del armónico mayor será su magnitud.

Cuando la impedancia del sistema es puramente inductiva existe un pico de resonancia que ocurre a una frecuencia cercana a la de sintonía, pero menor que ésta. En la práctica este punto de resonancia varía debido a:

- Cambios en la topología del sistema.
- Tolerancias de fabricación en capacitores y reactores.
- Variaciones de temperatura.
- Quema de fusibles en bancos de condensadores.
- Variaciones de la frecuencia fundamental de la red.

Considerado lo anterior, es conveniente sintonizar el filtro por debajo de lo deseado. Típicamente se sintoniza entre el 3 % y el 10 % menos de la frecuencia calculada. Una sintonía por encima de la frecuencia que se quiere filtrar ocasiona un desplazamiento del polo aledaño hacia la frecuencia agresora, ocasionando de nuevo la resonancia.

Adicionalmente, cuando se instalan bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia, en un esquema de filtro, no se debe sintonizar exactamente a la frecuencia armónica, ya que se puede sobrecargar el banco. Sintonizándolo por debajo del armónico deseado, la mayor cantidad de corriente armónica circula por el banco y una pequeña parte por el sistema, evitando el problema de quema de fusibles en los bancos de condensadores.

Para el diseño de filtros es fundamental el conocimiento de la respuesta en frecuencia de la impedancia equivalente de la red. En sistemas con capacitores la respuesta está caracterizada por una serie de polos y ceros que determinan los puntos de resonancia paralela y serie. Como los armónicos pueden ser tanto de secuencia positiva, negativa o cero, se debe conocer la respuesta en frecuencia para cada una de estas secuencias.

Los filtros pasivos pueden ser necesarios pero son caros, y pueden generar mayores problemas de los que se quiere corregir con ellos. Algunos de estos problemas se mencionan a continuación:

- Atraen corrientes armónicas presentes en la red hacia el sistema del usuario.
- La sintonía del filtro está sujeta a cambios.
- Se pueden presentar resonancias entre la fuente y el filtro.

- Instalaciones que no tienen problemas de reactivos pero conectan filtros para limitar la inyección de armónicos pueden tener problemas de sobretensiones permanentes debido a los reactivos generados por los filtros.

Muchas veces la búsqueda de soluciones mucho más simples pueden evitar los problemas de resonancia armónica sin generar mayores problemas, son ellas:

- Reubicar bancos de condensadores.
- Modificar distancias.
- Utilizar circuitos o transformadores independientes para las cargas no lineales.
- Instalar los bancos de condensadores a mayores niveles de tensión, donde la capacidad de corto circuito es más alta, forzando a que las resonancias ocurran a frecuencias elevadas donde las amplitudes armónicas son pequeñas.
- Una juiciosa escogencia del banco de condensadores para mejorar el factor de potencia, puede, en combinación con elementos existentes en el sistema, actuar como un filtro sin la adición de más elementos.
- Sobredimensionar el banco de condensadores para desplazar la frecuencia de resonancia a frecuencias alejadas de los armónicos presentes.

Y quizás la menos costosa, utilización de normas de regulación. En años recientes, recomendaciones practicas tales como IEEE 519-1992 [11] y normas internacionales como IEC 61000-3-2 [20], enfatizan los límites de contaminación que puede inyectar el usuario en cuanto a la corriente. Para el primer caso de IEEE, se hace énfasis en el grado mínimo de distorsión y regulación en tensión que debe mantener la empresa de suministro. En el segundo caso se concentra en la calidad del equipo que el usuario debe elegir.

8.5. Ejemplo de armónicos en una planta industrial [1].

En la Tabla 8.3 se presenta, a manera de ilustración, un ejemplo muy sencillo sobre resonancia debida a la instalación de un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia en el sistema de la Figura 8.8.

Tabla 8.3. Carga del usuario con un banco de Condensadores de 300 kVA.

P	950.0
Q	361.0
F _p	0.93

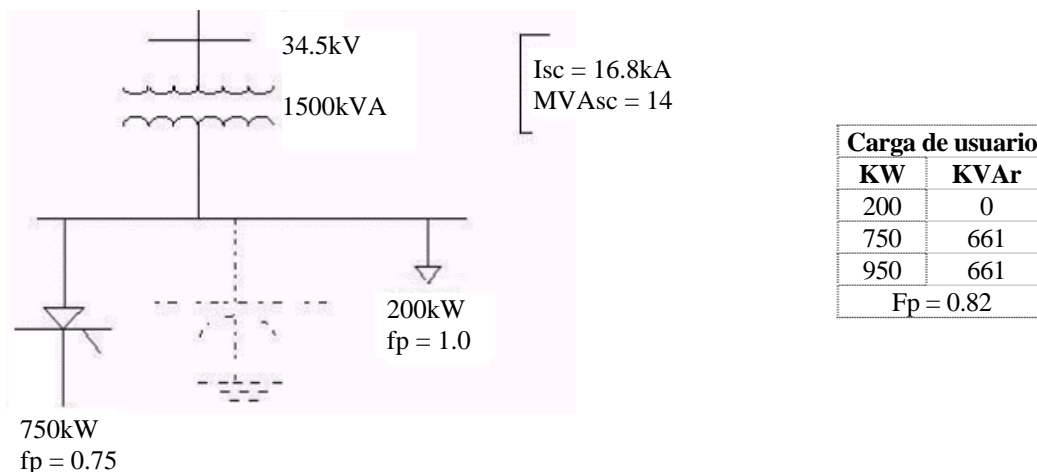


Figura 8.8. Ejemplo de resonancia al usar bancos de condensadores

La carga no lineal es un variador de velocidad CA (ASD) de 6 pulsos con el siguiente espectro armónico:

Tabla 8.4. Espectro armónico de carga no lineal del usuario (Drive de seis pulsos).

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)	% fundamental
1	1200.0	100.0
5	240.0	20.0
7	171.0	14.3
11	109.0	9.1
13	92.0	7.7

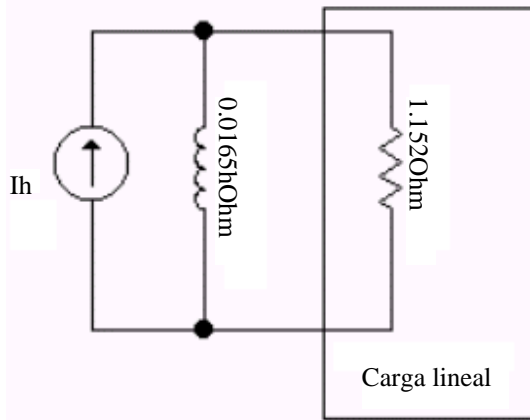


Figura 8.9. Sistema antes de instalar el banco de condensadores.

Antes de instalar el banco de condensadores se tiene la situación mostrada en la Figura 8.9 y Tabla 8.4 (suponiendo que el sistema externo es predominantemente inductivo). En este caso se presenta la situación mostrada en las Tablas 8.5 y 8.6.

Tabla 8.5. Corriente armónica que penetra al sistema sin banco de condensadores.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	239.4
7	170.1
11	107.7
13	90.4

Tabla 8.6. Tensión armónica que penetra al sistema Sin banco de condensadores.

Armónico	Magnitud (Volts RMS)	%fundamental (480/√3)
5	19.7	7.1
7	19.6	7.1
11	19.5	7.0
13	19.4	7.0

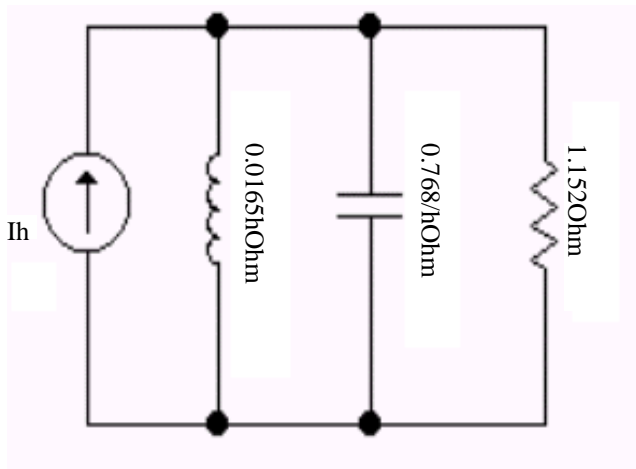


Figura 8.10. Sistema con el banco de condensadores instalado.

Tabla 8.7. Corriente armónica que penetra al sistema con banco de condensadores de 300 kVAR.

Armónico	Magnitud (Amp)RMS
5	512.4
7	1509.5
11	67.8
13	34.9

Cuando el usuario instala el banco de condensadores de 300 KVA (Figura 8.10 y Tabla 8.7) ocurrirá una resonancia a una frecuencia de:

$$h_r = \sqrt{\frac{14}{0.3}} = 6.8 \text{ (7º armónico)} \quad (8.38)$$

Como la carga del usuario genera el armónico séptimo, se presentará una resonancia a esta frecuencia dentro de la planta industrial, dando como resultado una magnificación de la corriente armónica.

Corriente nominal del banco de condensadores que instala el usuario (ver Tablas 8.8 y 8.9):

$$I_N = \frac{300.000}{\sqrt{3} * 480} = 361 \text{ A} \quad (8.39)$$

Tabla 8.8. Corriente armónica en el banco de condensadores de 300 kVAR.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	275.2
7	1589.1
11	176.3
13	126.6

Tabla 8.9. Distorsión de tensión en la barra de 480V con banco de condensadores de 300 kVAR.

Armónico	Magnitud (Volts RMS)	%fundamental (480/√3)
5	42.3	15.3
7	174.3	62.9
11	12.3	4.4
13	7.5	2.7

Se introduce un reactor de sintonía en serie con el condensador, el reactor se sintoniza a 6.7 veces la frecuencia fundamental.

$$X_l = \frac{0.768}{(6.7)^2} = 0.0171 \Omega \text{ (60 Hz)} \quad (8.40)$$

Y el nuevo punto de resonancia será:

$$h_r = \sqrt{\frac{0.768}{0.0165 + 0.0171}} = 4.8 \text{ (5º armónico)} \quad (8.41)$$

Como la carga del usuario también genera 5º armónico, y con mayor magnitud, la situación armónica no mejora y se presenta nuevamente una condición de resonancia en la planta industrial. El equivalente se muestra en la Figura 8.11 y Tablas 8.10 - 8.12.

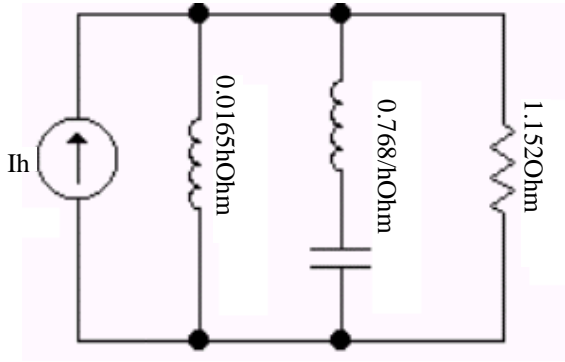


Figura 8.11. Sistema con reactor de sintonía al séptimo armónico.

Tabla 8.10. Corriente armónica que penetra al sistema en sintonía al séptimo armónico.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	1075.0
7	13.6
11	42.9
13	39.6

Tabla 8.11. Corriente armónica en el banco de condensadores en sintonía al séptimo armónico.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	1302.3
7	157.4
11	65.9
13	52.1

Tabla 8.12. Distorsión de tensión en la barra de 480V en sintonía al séptimo armónico.

Armónico	Magnitud (Volts RMS)	% fundamental (480/√3)
5	88.7	32.0
7	1.6	0.6
11	7.8	2.8
13	8.5	3.1

Si en vez de sintonizarlo al 7° armónico lo hacemos al 5° armónico (Figura 8.12 y Tablas 8.12 – 8.14), h_t de sintonía = 4.7

$$X_l = \frac{0.768}{(4.7)^2} = 0.0348 \Omega \text{ (60 Hz)} \tag{8.42}$$

Y el nuevo punto de resonancia será:

$$h_r = \sqrt{\frac{0.768}{0.0165 + 0.0348}} = 3.9 \text{ (4° armónico)} \tag{8.43}$$

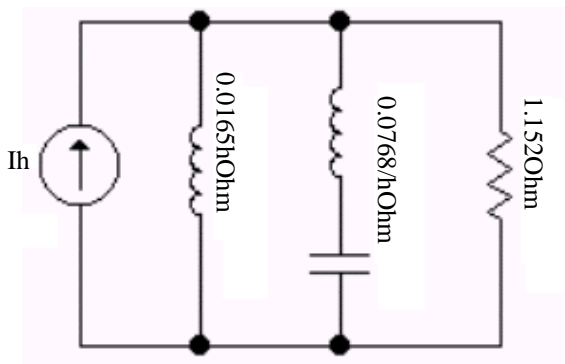


Figura 8.12. Sistema con reactor de sintonía al quinto armónico.

Tabla 8.12. Corriente armónica que penetra al sistema en sintonía al quinto armónico.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	47.6
7	91.7
11	68.7
13	59.1

Tabla 8.13. Corriente armónica en el banco de condensadores en sintonía al quinto armónico.

Armónico	Magnitud (Amperes RMS)
5	192.4
7	79.1
11	39.8
13	32.2

Tabla 8.14. Distorsión de tensión en la barra de 480V en sintonía al quinto armónico.

Armónico	Magnitud (Volts RMS)	%fundamental ($480/\sqrt{3}$)
5	3.9	1.4
7	10.6	3.8
11	12.5	4.5
13	12.7	4.6

En este caso no se tendrán mayores problemas, ya que la carga no lineal genera armónicos 5,7,11, y 13, los cuales no excitan el nuevo punto de resonancia para la planta industrial, así el banco de condensadores puede ser instalado sin ningún problema.

En la Figuras 8.13 se muestra la respuesta en frecuencia obtenida con el ATP en la barra de 480V del usuario para los diferentes casos analizados.

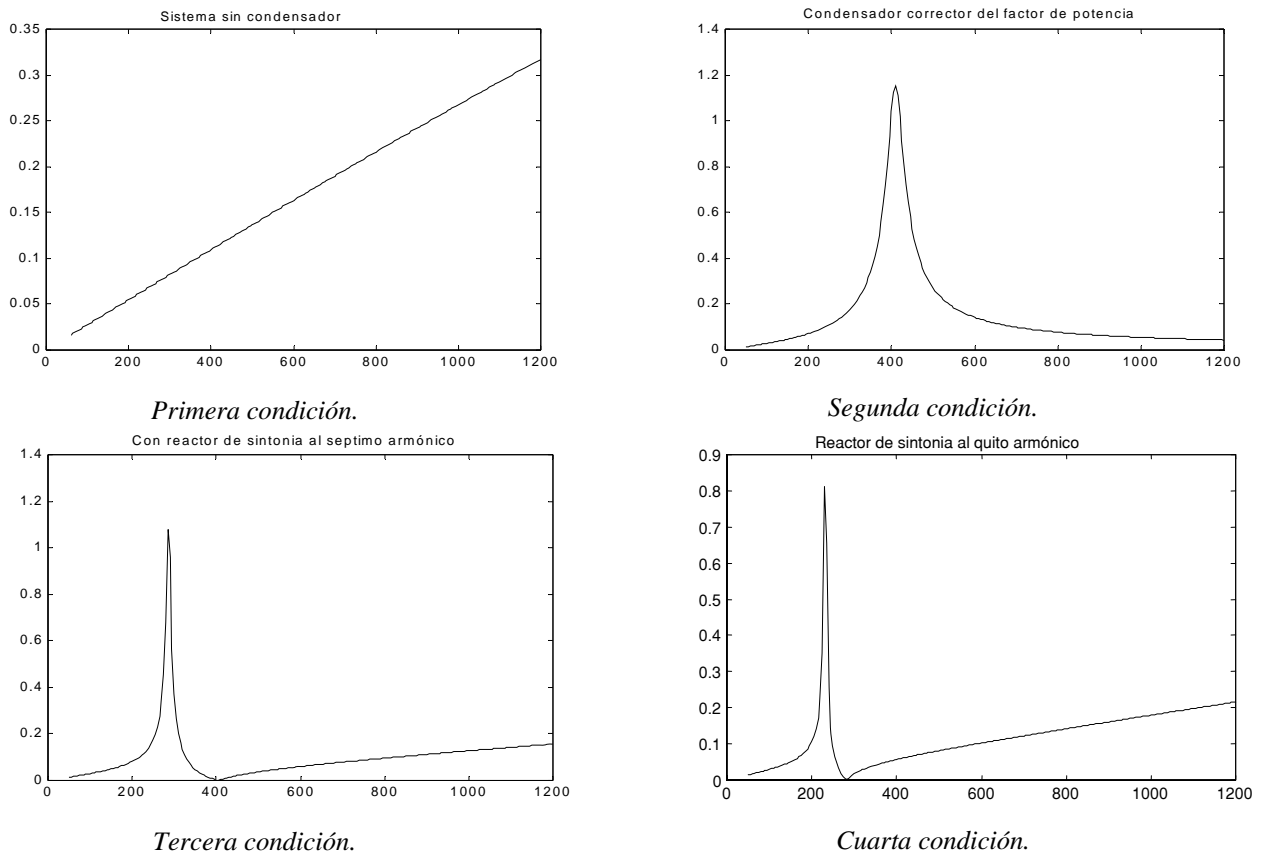


Figura 8.13. Respuestas de frecuencia obtenidas con el ATP en la barra de 480V.

De todo lo anterior se puede concluir, que si se presenta una resonancia a un armónico dado, la solución, si es que se hace con filtros, no necesariamente será sintonizar el filtro a este armónico.

CAPÍTULO 9

FILTROS ACTIVOS

El consumo de energía eléctrica está aumentando gradualmente en los últimos años, principalmente, en los países industrializados. Investigaciones son realizadas en búsqueda de la mejora de los equipos eléctricos, aumento de la generación de energía, uso de fuentes alternativas como la eólica y la solar, principalmente, mejora de la capacidad y la confiabilidad de la transmisión de energía eléctrica. Éste es un somero conjunto de los principales objetivos.

Una propuesta, para aumentar la capacidad de transmisión, es la aplicación del concepto de control flexible del flujo de potencia, mejor conocido como FACTS (“*Flexible AC Transmission Systems*”). FACTS, en líneas generales, significa utilizar equipos electrónicos (en la mayoría de los casos basados en GTO -“Gate Turn-off Thyristor”) para el control de sistemas de transmisión CA. La función de estos equipos es garantizar un control rápido y preciso del flujo de potencia.

Con el presente capítulo se pretende dar una pequeña introducción a este campo de la ingeniería eléctrica, que se fundamenta en la electrónica de potencia.

9.1. Introducción

La teoría de potencia activa y reactiva instantánea fue propuesta, en 1983, por Akagi y otros [60]. Su aplicación inicial fue en filtros activos en paralelo (también conocidos como topología en derivación) [62]. Posteriormente, esta teoría fue aplicada en filtros activos serie [63]. Estos conceptos de potencia, por tratarse de cantidades instantáneas, son válidos para régimen permanente o transitorio. Contribuirán a la comprensión física de los armónicos en los sistemas de potencia, así como en el diseño de los filtros activos y controladores más sofisticados, como los compensadores FACTS [64].

9.2. Consideraciones matemáticas en los filtros activos

9.2.1. Definiciones de potencia bajo condiciones no senoidales

Puesto que la meta de la presente exposición es la de determinar una técnica para el control de la calidad de la potencia, conviene comenzar una discusión respecto a las teorías que definen la potencia en el dominio del tiempo. El cálculo de la potencia eléctrica bajo condiciones no senoidales, concierne directamente al análisis de la calidad de la potencia. No obstante, bajo estas condiciones de operación se han desarrollado una serie de teorías y definiciones [4]. El problema de la definición de la potencia ha existido por muchos años. Desdichadamente, no se ha logrado tener un consenso universal en lo que respecta a su definición.

Fryze [4] en la década de 1920 introdujo una definición de potencia bajo condiciones no senoidales, su definición la hizo en el dominio del tiempo. Infortunadamente, la definición es incompleta para algunos casos y aún puede llevar a malas interpretaciones. Históricamente, no se ven contribuciones relevantes al respecto antes de la década de 1970, pues los sistemas se representaban satisfactoriamente como balanceados y senoidales. El problema aumentó en el momento en que entraron en escena los equipos de conmutación y el desarrollo de la electrónica de potencia.

9.2.1.1. Definiciones de potencia según Fryze

Alrededor de los años 1930, Fryze propuso un conjunto de definiciones en el dominio del tiempo [4]. Una característica interesante de su propuesta, fue la ausencia de la transformada de Fourier, que para la época era muy importante, pues no se contaba con equipo para transformar y medir tal como los analizadores de espectro. A continuación se presentan las ecuaciones básicas planteadas por Fryze:

Potencia activa P_w :

$$P_w = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t) dt = V_w I = VI_w \quad (9.1)$$

Los valores medio cuadráticos de tensión y corriente están dados por:

$$V = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} = \sqrt{\sum_n V_n^2}, \quad I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2(t) dt} = \sqrt{\sum_n I_n^2} \quad (9.2)$$

Estos tres parámetros, P_w , V e I son la base de la teoría de Fryze. Los otros se calculan así:

Potencia aparente P_S : $P_S = VI$ (9.3)

Factor de potencia activa λ : $\lambda = \frac{P_w}{P_S} = \frac{P_w}{VI}$ (9.4)

Potencia reactiva P_q : $P_q = \sqrt{P_S^2 - P_w^2} = V_q I = VI_q$ (9.5)

Factor de potencia reactiva λ_q : $\lambda_q = \sqrt{1 - \lambda^2}$ (9.6)

Tensión activa V_w y corriente activa I_w : $V_w = \lambda V$; $I_w = \lambda I$ (9.7)

Tensión reactiva V_q y corriente reactiva I_q : $V_q = \lambda_q V$; $I_q = \lambda_q I$ (9.8)

Fryze entendía a la potencia reactiva como todas aquellas porciones de tensión y corriente que no contribuyen a la potencia activa P_w . Hoy por hoy, es bien aceptado este concepto de potencia activa y reactiva. Actualmente la teoría presentada por Czarnecki ha adoptado ésta metodología, él en el detalle de su presentación divide la potencia reactiva P_q en cuatro partes, de acuerdo al origen físico del circuito eléctrico [4].

Fryze verificó que el factor de potencia activo λ tiene su máximo ($\lambda=1$) si y sólo si, la corriente instantánea es proporcional a la tensión instantánea, de otra forma, $\lambda < 1$ [21]. Esto, desde el punto de vista del flujo óptimo y de la conversión de energía, no es un indicativo de buena operación del sistema, pues en condiciones no senoidales, a pesar de tener un $\lambda=1$, pueden existir oscilaciones electromecánicas inaceptables.

9.2.1.2. Potencia eléctrica en sistemas trifásicos

El análisis de circuitos trifásicos usualmente se simplifica como la suma de tres circuitos monofásicos. La potencia total se calcula como tres veces la potencia monofásica o la suma de las potencias de cada fase. El concepto físico de la potencia se asume idéntico en las dos representaciones (monofásica y trifásica), en [1] se muestra como esto es una cruda simplificación, especialmente cuando se tienen convertidores estáticos. La potencia reactiva no describe el mismo fenómeno en circuitos monofásicos que en circuitos trifásicos[1]. Adicionalmente, los circuitos trifásicos con hilo de neutro presentan desbalances debido a las componentes de secuencia cero, el cual es un problema desconocido en sistemas monofásicos.

9.2.1.2.1. Potencia aparente en sistemas trifásicos

Dos definiciones de potencia aparente en sistemas trifásicos son las utilizadas en condiciones no senoidales y de desbalance [24-28]:

Cálculo “por fase”:

$$S_{3\phi} = \sum_K S_K = \sum_K V_K I_K ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.9)$$

Cálculo del “valor rms agregado”:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\sum_k V_k^2} \sqrt{\sum_k I_k^2} ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.10)$$

Donde V_a, V_b, V_c e I_a, I_b, I_c son los valores rms de las tensiones de fase y de las corrientes de línea, respectivamente. Es posible demostrar que, para un caso balanceado, senoidal las potencias (9.9) y (9.10) son equivalentes, pero en condiciones no senoidales y/o asimétricas los resultados muestran que $S_{\Sigma} \geq S_{3\phi}$. Las potencias S_{Σ} y $S_{3\phi}$ son definiciones matemáticas sin un significado físico [19] [26], no obstante algunos autores han querido rescatar su definición diciendo “Es la máxima potencia transferida cuando el factor de potencia es unitario”[27].

Dado el grado de abstracción matemática que presenta la definición de potencia aparente, no es posible establecer con ella el conjunto de definiciones que sean la base para una técnica de corrección de la calidad de la potencia (pqAT) [105]. Por ello, se sigue el camino dado por [104], a través de la potencia activa instantánea, que será tomada como la ecuación fundamental para la definición de potencia en sistemas trifásicos.

9.2.1.2.2. Potencia activa instantánea trifásica

Las definiciones de potencia presentadas por Fryze y las de potencia aparente anteriormente presentadas, tienen como punto de partida la condición de estado estacionario en el sistema. Para el diseño del sistema pqAT, es imperativo establecer las bases a través una teoría de potencias validas también para los estados transitorios.

Para un sistema trifásico, con o sin hilo neutro, la potencia activa instantánea trifásica describe el flujo total de energía por unidad de tiempo entre dos sistemas y está dada por:

$$\begin{aligned}
 p_{3\phi}(t) &= v_a(t)i_a(t) + v_b(t)i_b(t) + v_c(t)i_c(t) \\
 &\Downarrow \\
 p_{3\phi} &= v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c
 \end{aligned}
 \tag{9.11}$$

Donde v_a, v_b, v_c son las tensiones de fase e i_a, i_b, i_c son las corrientes instantáneas de línea.

9.2.1.2.3. Potencia reactiva instantánea trifásica

La potencia reactiva trifásica instantánea comprende todas las porciones de potencia en las fases que no contribuyen al flujo instantáneo de potencia activa.

Comparando con las definiciones de Fryze, las definiciones anteriores de potencia activa y reactiva, tienen el mismo principio fundamental, no obstante, estas definiciones consideran los valores instantáneos del sistema trifásico. La idea de potencia reactiva proviene del análisis de la naturaleza oscilante del sistema de potencia [25]. Esta naturaleza oscilante de la energía fue tratada en [1] como una potencia instantánea activa, cuyo valor medio es cero.

En las definiciones presentadas, las tensiones y corrientes que usan son valores instantáneos, de lo cual se tiene que no hay restricciones para su uso en estado transitorio, condiciones no senoidales y/o desbalanceadas. En [1] se presenta un método para el cálculo de la potencia reactiva a través de un procedimiento de optimización por los multiplicadores de Lagrange. Otra forma de cálculo es utilizando la transformación $\alpha - \beta - 0$, también conocida como la transformación de Clarke [30-33]. Ésta es la base de la teoría de potencia instantánea.

9.2.1.3. Potencia instantánea en el marco de referencia $\alpha - \beta - 0$

Akagi y Nabae [2-3] propusieron un nuevo concepto de potencia activa y reactiva instantánea, válido para estados transitorios, así como formas de onda de tensión y corriente genéricas y sistemas en desbalance.

A continuación se da un detalle de ésta teoría [1][31][40-43], “la teoría p-q”. La transformación $\alpha - \beta - 0$ es una transformación algebraica de las tensiones y corrientes trifásicas también llamada transformación de Clarke [30]. La transformación $\alpha - \beta - 0$ de una tensión trifásica y su transformada inversa está dada por:

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (9.12)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1 & 0 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (9.13)$$

Ecuaciones similares se plantean para las corrientes de línea i_a, i_b, i_c . Una ventaja del marco de referencia $\alpha - \beta - 0$ se ve cuando se define a la potencia real p , la potencia imaginaria q , y a la potencia de secuencia cero p_0 . Ellas son dadas por:

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (9.14)$$

La potencia instantánea activa trifásica puede ser escrita en el marco de referencia $\alpha - \beta - 0$, si (9.14) y (9.15) se reemplazan dentro del marco $a - b - c$, que definió (9.11), entonces:

$$p_{3\phi} = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta + v_0 i_0 = p + p_0 \quad (9.15)$$

Esta ecuación hace notar que la potencia activa instantánea trifásica $p_{3\phi}$ es siempre igual a la suma de la potencia real p y la potencia de secuencia cero p_0 .

De otro lado, si las variables $\alpha - \beta$ que definen a la potencia imaginaria en (9.14), son reemplazadas por sus términos equivalentes en las variables $a - b - c$, la siguiente ecuación la definiría:

$$q = v_\alpha i_\beta - v_\beta i_\alpha = \frac{-1}{\sqrt{3}} [(v_a - v_b)i_c + (v_b - v_c)i_a + (v_c - v_a)i_b] \quad (9.16)$$

Esta expresión es muy similar a la definición del diccionario de términos técnicos de IEEE [4] ($Q_{3\phi} = 3VI \cos \varphi$). No obstante, esta definición (9.16) utiliza valores instantáneos de tensión y corriente, lo cual da mayor peso a la definición de Fryze. Akagi y Nabae [2-3] siguieron la unidad "Imaginary Vol-Ampere (IVA)" para la potencia q , por ello será usado el símbolo "vai" para hacer referencia a la unidad de q .

9.3. Relaciones entre las definiciones de potencia

9.3.1. Introducción

Ecuaciones generales que relacionan la potencia instantánea y las componentes simétricas (también conocidas como transformadas de Fortescue [51]) fueron presentadas en [1]. Aquí se retoman estas definiciones a manera de apoyo en lo que respecta a la interpretación que se le da a la teoría en el presente curso. Estas ecuaciones fundamentales tratan de esclarecer algunas características importantes de la potencia instantánea, que son ampliamente utilizadas para el análisis de la calidad de la potencia eléctrica y la evaluación de las características de la carga en el presente texto.

9.3.2. Sistema bajo consideración

Para el presente análisis fue considerado un sistema trifásico de cuatro hilos, con tensiones y corrientes genéricas. Las formas de onda de la tensión y la corriente pueden ser descompuestas por la serie de Fourier de la siguiente forma:

$$v_k(t) = \sum \sqrt{2}V_{kn} \sin(\omega_n t + \phi_{kn}) \quad ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.17)$$

$$i_k(t) = \sum \sqrt{2}i_{kn} \sin(\omega_n t + \delta_{kn}) \quad ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.18)$$

Y escribiéndolas en notación fasorial, incluyendo los fasores armónicos y la fundamental, se tiene:

$$\dot{V}_k = \sum_{n=1}^{\infty} V_{kn} \angle \phi_{kn} = \sum_{n=1}^{\infty} \dot{V}_{kn} \quad ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.19)$$

$$\dot{I}_k = \sum_{n=1}^{\infty} I_{kn} \angle \phi_{kn} = \sum_{n=1}^{\infty} \dot{I}_{kn} \quad ; \quad k = (a, b, c) \quad (9.20)$$

Entonces, la transformada de Fortescue [4] es aplicada sobre cada grupo de fasores armónicos $a - b - c$ de tensiones y corrientes, para determinar sus componentes de secuencia positiva, negativa y cero:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{0n} \\ \dot{V}_{+n} \\ \dot{V}_{-n} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{an} \\ \dot{V}_{bn} \\ \dot{V}_{cn} \end{bmatrix} \quad (9.21)$$

Los subíndices “0”, “+” y “-” corresponden a la secuencia cero, positiva y negativa respectivamente y α es un operador complejo de desplazamiento en 120° :

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (9.22)$$

La transformación inversa de (9.21) está dada por:

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{an} \\ \dot{V}_{bn} \\ \dot{V}_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_{0n} \\ \dot{V}_{+n} \\ \dot{V}_{-n} \end{bmatrix} \quad (9.23)$$

Funciones en el plano temporal, equivalentes a las derivadas en el plano fasorial a partir de (9.23) pueden ser expresadas para el n -ésimo componente armónico de la tensión, de él se tiene:

$$\begin{aligned} v_{an}(t) &= \sqrt{2}V_{0n} \sin(\omega_n t + \phi_{0n}) + \sqrt{2}V_{+n} \sin(\omega_n t + \phi_{+n}) + \sqrt{2}V_{-n} \sin(\omega_n t + \phi_{-n}) \\ v_{bn}(t) &= \sqrt{2}V_{0n} \sin(\omega_n t + \phi_{0n}) + \sqrt{2}V_{+n} \sin(\omega_n t + \phi_{+n} - \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_{-n} \sin(\omega_n t + \phi_{-n} + \frac{2\pi}{3}) \\ v_{cn}(t) &= \sqrt{2}V_{0n} \sin(\omega_n t + \phi_{0n}) + \sqrt{2}V_{+n} \sin(\omega_n t + \phi_{+n} - \frac{2\pi}{3}) + \sqrt{2}V_{-n} \sin(\omega_n t + \phi_{-n} + \frac{2\pi}{3}) \end{aligned} \quad (9.24)$$

Se pueden expresar así también las componentes de la corriente.

Una de las ventajas de la descomposición en componentes simétricas, es la posibilidad de analizar un sistema trifásico desbalanceado como la suma de tres sistemas balanceados. Las tensiones armónicas en términos de las componentes simétricas están dadas en (9.24) así como su expresión equivalente para la corriente, éstas pueden reemplazar los términos dados por la serie en (9.16) y (9.17). Ahora, utilizando la transformación $\alpha - \beta - 0$ definida por (9.12), se obtiene la siguiente expresión genérica de tensiones y corrientes en el plano $\alpha - \beta - 0$ [104-106]:

$$\begin{aligned} v_{\alpha} &= \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{+n} \sin(\omega_n t + \phi_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{-n} \sin(\omega_n t + \phi_{-n}) \\ v_{\beta} &= \sum_{n=1}^{\infty} -\sqrt{3}V_{+n} \cos(\omega_n t + \phi_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}V_{-n} \cos(\omega_n t + \phi_{-n}) \\ v_0 &= \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{6}V_{0n} \sin(\omega_n t + \phi_{0n}) \end{aligned} \quad (9.25)$$

$$\begin{aligned} i_{\alpha} &= \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{+n} \sin(\omega_n t + \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{-n} \sin(\omega_n t + \delta_{-n}) \\ i_{\beta} &= \sum_{n=1}^{\infty} -\sqrt{3}I_{+n} \cos(\omega_n t + \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{3}I_{-n} \cos(\omega_n t + \delta_{-n}) \\ i_0 &= \sum_{n=1}^{\infty} \sqrt{6}I_{0n} \sin(\omega_n t + \delta_{0n}) \end{aligned} \quad (9.26)$$

Es posible observar, de las expresiones anteriores, que las componentes de secuencia positiva y negativa contribuyen a $eje - \alpha$ y $eje - \beta$ de la tensión y corriente, mientras el $eje - 0$ de la tensión y corriente comprenden solamente la componente de secuencia cero. Ahora bien, la potencia real p , la imaginaria q y la potencia de secuencia cero p_0 , tal y como se definieron en (9.14), pueden ser calculadas utilizando los términos de tensión y corriente en componentes simétricas dados por (9.25) y (9.26). Para visualizar mejor los conceptos convencionales de potencia y los nuevos (teoría de potencia instantánea), las

potencias p, q y p_0 se presentan a continuación, divididas en sus valores promedio ($\bar{p}, \bar{q}, \bar{p}_0$) y su parte oscilatoria ($\tilde{p}, \tilde{q}, \tilde{p}_0$).

$$\bar{p} = \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+n} I_{+n} \cos(\phi_{+n} - \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-n} I_{-n} \cos(\phi_{-n} - \delta_{-n}) \quad (9.27)$$

$$\tilde{p} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+m} I_{+n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{+m} - \delta_{+n}) \right] + \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-m} I_{-n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{-m} - \delta_{-n}) \right] + \\ \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{+m} I_{-n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{+m} + \delta_{-n}) \right] + \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-m} I_{+n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{-m} + \delta_{+n}) \right] \end{array} \right\} \quad (9.28)$$

$$\bar{q} = \sum_{n=1}^{\infty} -3V_{+n} I_{+n} \sin(\phi_{+n} - \delta_{+n}) + \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-n} I_{-n} \sin(\phi_{-n} - \delta_{-n}) \quad (9.29)$$

$$\tilde{q} = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{+m} I_{+n} \sin((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{+m} - \delta_{+n}) \right] + \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{-m} I_{-n} \sin((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{-m} - \delta_{-n}) \right] + \\ \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{+m} I_{-n} \sin((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{+m} + \delta_{-n}) \right] + \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{-m} I_{+n} \sin((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{-m} + \delta_{+n}) \right] \end{array} \right\} \quad (9.30)$$

$$\bar{p}_0 = \sum_{n=1}^{\infty} 3V_{0n} I_{0n} \cos(\phi_{0n} - \delta_{0n}) \quad (9.31)$$

$$\tilde{p}_0 = \left\{ \begin{array}{l} \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} 3V_{0m} I_{0n} \cos((\omega_m - \omega_n)t + \phi_{0m} - \delta_{0n}) \right] + \\ + \sum_{m \neq n} \left[\sum_{n=1}^{\infty} -3V_{0m} I_{0n} \cos((\omega_m + \omega_n)t + \phi_{0m} + \delta_{0n}) \right] \end{array} \right\} \quad (9.32)$$

Estas expresiones genéricas de la potencia, muestran la relación entre la potencia convencional y los conceptos de potencia instantánea. Con ellos se puede correlacionar la potencia activa, reactiva y de distorsión. De esta forma, es posible ver que el término bien conocido de potencia activa trifásica y fundamental ($P_{3\varphi} = 3VI \cos \varphi$) es un término de la potencia promedio \bar{p} , mientras que la potencia reactiva trifásica ($Q_{3\varphi} = 3VI \sin \varphi$) está incluida en \bar{q} . Todos los armónicos en tensión y corriente pueden contribuir al peso de la potencia promedio \bar{p} y \bar{q} si ellos tienen la misma frecuencia y son del

mismo grupo de componentes de secuencia (positivo o negativo), como se muestra en (9.27) y (9.29). Desdichadamente, la presencia de más de un armónico de frecuencia y/o más de una componente de secuencia también produce potencia oscilante \tilde{p} y \tilde{q} , de acuerdo con (9.28) y (9.30). De otro lado, la potencia de secuencia cero $p_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0$ (suma de (9.31) y (9.32)) siempre tiene presente la parte oscilante \tilde{p}_0 , de otra forma si se considera solamente la parte fundamental de la secuencia cero, indica solamente la presencia del fasor de secuencia cero de la corriente y de la tensión.

9.3.3. Interpretación física de la potencia instantánea en el marco $\alpha - \beta - 0$

El uso de la potencia instantánea en el marco $\alpha - \beta - 0$ en el desarrollo de instrumentación electrónica para la evaluación de la calidad de la potencia, puede ser mucho mejor desarrollada si se tiene una clara interpretación física de lo que se entiende por potencia instantánea. La Figura 9.1 resume estos conceptos.

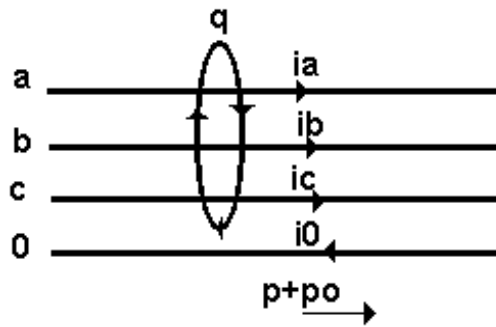


Figura 9.1. Interpretación física de la potencia Instantánea en $\alpha - \beta - 0$.

- Las componentes de secuencia cero de las tensiones y corrientes no contribuyen a la potencia instantánea p y q .
- El flujo total de energía por unidad de tiempo, esto es, la potencia instantánea activa trifásica, siempre es igual a la suma de la potencia real y la potencia de secuencia cero. ($p_{3\phi} = p + p_0$)_z
- La potencia imaginaria q representa una energía que puede ser constante o no y resulta ser un intercambio oscilatorio entre las fases. Esto hace comprender que q no contribuye a la transferencia de energía entre fuente y carga en ningún momento.

Las potencias en el marco $\alpha - \beta - 0$ se desliga de todas las definiciones que dependen de valores RMS de la tensión y de la corriente e involucra la definición de potencia en sistemas senoidales y balanceados como un caso particular. Por ello, ambos conceptos (convencional y teoría de potencia instantánea) no son contradictorios en la definición de potencia activa y reactiva, más bien pueden ser vistos como complementarios.

9.4. Algoritmo de compensación

Un nuevo algoritmo para determinar las corrientes reactiva instantáneas se puede determinar a partir de la ecuación (9.14) [4]. Primero, la potencia imaginaria q se calcula directamente de (9.16) ó (9.29). Luego, las corrientes reactivas en el plano $\alpha - \beta$ son calculadas como una función de q , v_α y v_β ($p=0$, $v_0=0$, $p_0=0$) como sigue:

$$\begin{bmatrix} i_{q\alpha} \\ i_{q\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ q \end{bmatrix} \quad (9.33)$$

de la transformación inversa de $i_{q\alpha}$ y $i_{q\beta}$ se tiene:

$$\begin{bmatrix} i_{qa} \\ i_{qb} \\ i_{qc} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{q\alpha} \\ i_{q\beta} \end{bmatrix} \quad (9.34)$$

Es de remarcar que la corriente reactiva instantánea obtenida de (9.34), en contraste con técnicas de optimización [106], no está influenciada por las componentes de secuencia cero. Es posible ver que las tensiones $a-b-c$ de las fases, así como la potencia trifásica $p_{3\phi}$ usada en esta técnica de optimización, está influenciada por las componentes de secuencia, mientras que las tensiones en las componentes $\alpha-\beta$ y la potencia q , usada en (9.34) no se afecta por estas componentes. De no presentarse las componentes de secuencia cero, las tensiones y las corrientes son idénticas a las que presenta [4] en su técnica de optimización. En consecuencia, las corrientes activas $i_{wk} = i_k - i_{qk}$; $k = (a, b, c)$ son iguales en este caso. No obstante, de presentarse componentes de secuencia cero (sistema trifásico de 4 hilos), los algoritmos de compensación que de esto se derivan observan dos diferentes soluciones. Ninguna i_{qk} produce potencia activa, esto quiere decir:

$$p_{3\phi} = v_a i_{qa} + v_b i_{qb} + v_c i_{qc} = 0 \quad (9.35)$$

Se ha reportado en [105] que la presencia de las componentes de secuencia cero altera la potencia real tal y como se ve en (9.15).

En lo que respecta a las dos soluciones de compensación, hay que hacer notar que éstas provienen justamente de la ventaja de trabajar en $\alpha-\beta-0$. Esta transformación brinda la posibilidad de compensar separadamente las potencias p, q y p_0 . Esta es la razón del porqué este algoritmo puede compensar corrientes de carga para proveerle potencia instantánea constante a la carga. Este esquema será el utilizado en la estructura de filtro activo que se presenta en este capítulo.

9.4.1. Ejemplo introductorio

En el caso de las tensiones de las figuras (9.4) y (9.5), se puede elegir compensar la potencia imaginaria q junto con la parte oscilatoria de la potencia real instantánea \tilde{p} en este caso reemplazando en (9.33) se obtiene:

$$\begin{bmatrix} i_{q\alpha} \\ i_{q\beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{p} \\ q \end{bmatrix} \quad (9.36)$$

Y las corrientes de compensación serán calculadas con (9.36) y (9.33), dando así las corrientes activas de compensación $i_{wk} = i_k - i_{qk}$; $k = (a, b, c)$.

9.4.2. Algoritmo de compensación para un filtro serie

En la Figura 9.2 se muestra este algoritmo.

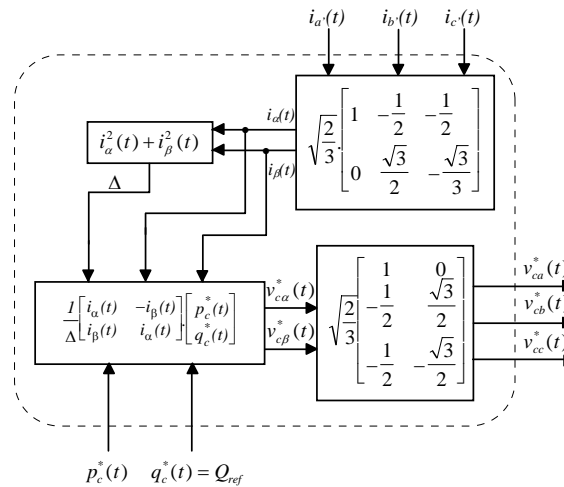


Figura 9.2. Algoritmo de compensación para un filtro serie.

9.4.3. Descripción general de un filtro activo en paralelo

Un filtro activo está compuesto generalmente por dos elementos:

- Un puente convertidor PWM (circuito de potencia)
- El controlador activo del filtro (circuito de control)

Los puentes convertidores deben operar a altas frecuencias de conmutación en orden a reproducir de manera adecuada las corrientes de compensación. Normalmente, $f_{PWM} > 10f_{hmax}$, donde f_{hmax} representa la frecuencia más alta de la fuente contaminante que se quiere compensar. Las dos topologías (VSI) “Voltage-Source” y (CSI) “Current-source” se pueden usar para implementar un filtro activo. Ellos son exactamente iguales a los empleados en ASD. Sin embargo, el inversor PWM del filtro es alimentado por una fuente no senoidal. En la actualidad, el país que presenta el mayor número de filtros en operación es Japón y utiliza inversores tipo VSI. Las simulaciones de este capítulo se harán con dicha topología.

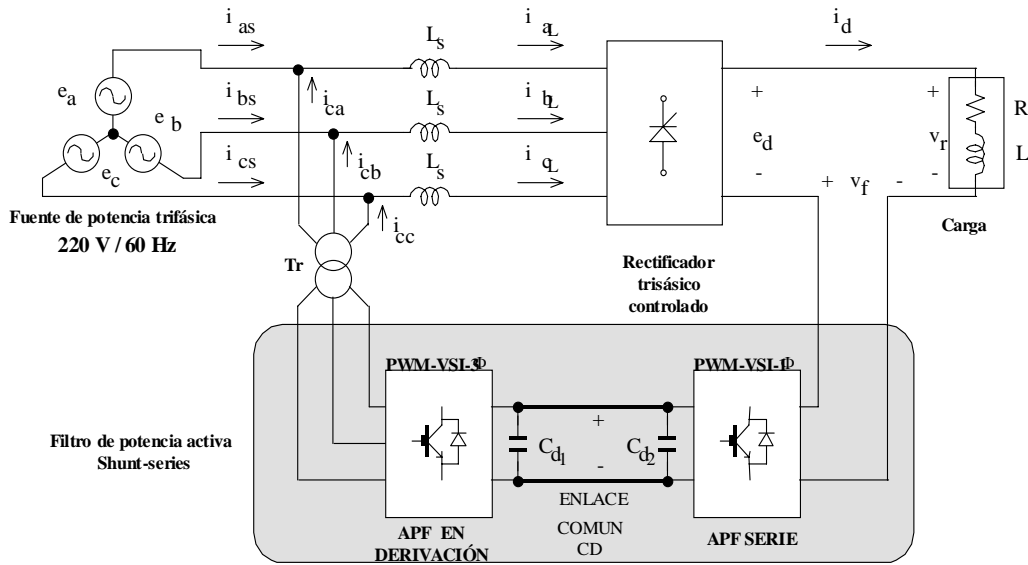


Figura 9.3. Diagrama de un filtro activo serie y paralelo.

La figura (9.3) muestra la configuración básica de un filtro activo en paralelo. Éste está conformado por el inversor (VSI) con controlador PWM (por banda de histeresis) y el controlador con un algoritmo de control de potencia instantánea (u otro pero en tiempo real). El filtro activo trabaja a lazo cerrado, capta continuamente la corriente de carga i y calcula los valores instantáneos de la corriente de compensación i_c para pasar los datos al convertidor.

Si la relación de conmutación del convertidor PWM es alta, la corriente i_c^* contendrá armónicos de alta frecuencia, pero ellos se pueden filtrar fácilmente con un pequeño filtro pasa bajos. En el caso ideal, el convertidor PWM puede ser considerado como un amplificador lineal de potencia, donde la corriente de compensación i_c es estrictamente la referencia i_c^* .

El algoritmo de control que se implementa en el controlador del filtro activo en paralelo determina la característica de compensación de dicho filtro. Por ejemplo, si las corrientes de referencia i_{ca}^* , i_{cb}^* , i_{cc}^* se calculan de acuerdo a la compensación definida por (9.36), el filtro activo en paralelo compensará la potencia imaginaria de la carga. En este caso el filtro activo será un SVC. Teóricamente, esta compensación puede hacerse sin necesidad de elementos almacenadores de energía. Normalmente, el filtro activo se diseña para que compense la potencia oscilatoria real de la carga \tilde{p} . Para este propósito los capacitores son necesarios.

9.4.4. Circuito de potencia del filtro activo

Como se ha dicho, el circuito de potencia se implementa a partir de un inversor tipo VSI asociado con un control de corriente tipo PWM, como se muestra en la Figura 9.3. El control del PWM tiene una funcionalidad tal, que fuerza al inversor a ser una fuente de corriente controlada. Es de notar que no es una fuente de suministro de energía, sólo utiliza la energía almacenada en el capacitor conectado en el lado CD del inversor. La corriente generada por el inversor tiene el mismo orden de las de la carga contaminante pero en contra fase.

9.4.5. Estrategia de control a potencia constante

El control del filtro activo se fundamenta en la teoría de potencia instantánea, que como ya se vio, se define en el plano $\alpha - \beta - 0$. Se han desarrollado dos estructuras de control. Las dos estrategias de control consideran armónicos como también el desbalance debido a las componentes de secuencia (cero y negativa) en las tensiones y corrientes. La primera estrategia es la estrategia de control a potencia constante y será el objeto de análisis en este capítulo. Esta estrategia provee potencia real constante a la carga. La segunda, estrategia de control de fuente senoidal, le provee a la carga una fuente de corriente senoidal en condiciones de tensión distorsionada y desbalanceada. En las dos estrategias se compensan las componentes de secuencia cero pero es imposible satisfacer las dos condiciones al mismo tiempo[61] (Potencia constante, corriente senoidal).

El diagrama funcional de un controlador para el filtro activo, que realiza la estrategia de control a potencia constante, se ilustra en la Figura 9.3. Las entradas al sistema de control son las tensiones de fase y las corrientes de la carga. Desgraciadamente, las tensiones de fase no se pueden utilizar directamente en el controlador por problemas de estabilidad [61]. En la referencia citada, fue reportado que aparecen problemas de resonancia a altas frecuencias entre la impedancia de la fuente y el pequeño filtro pasa bajos del filtro activo. Por ello, el filtro que se usa se diseña a una frecuencia de corte relativamente alta (800Hz) para atenuar con él los armónicos de la tensión de fase que podrían contribuir con el efecto de resonancia. Este filtro podría ser eliminado si se tiene claridad en los parámetros del sistema donde se piensa instalar el filtro.

La transformación a la que se refiere el diagrama de bloques es:

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v'_a \\ v'_b \\ v'_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix}$$

Un filtro pasa altos con frecuencia de corte en 50Hz separa la potencia \tilde{p} de p y un pasa bajos separa \bar{p}_0 de p_0 . Estas potencia \tilde{p} y p_o de la carga, junto con q , se pueden compensar de acuerdo al algoritmo de compensación expuesto arriba, así:

$$\begin{bmatrix} i_{c\alpha}^* \\ i_{c\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{v_\alpha^2 + v_\beta^2} \begin{bmatrix} v_\alpha & -v_\beta \\ v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\tilde{p} \\ -q \end{bmatrix}$$

Finalmente, la transformación inversa del diagrama de bloques, que calcula las corrientes de referencia para el controlador dinámico de corriente por banda de histeresis, es:

$$\begin{bmatrix} i_{ca}^* \\ i_{cb}^* \\ i_{cc}^* \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1 & 0 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_0 \\ i_{ca}^* \\ i_{c\beta}^* \end{bmatrix} \tag{9.37}$$

Con esto el filtro activo le suministra una corriente i_0 a la carga. Sí las tensiones de secuencia cero no están presentes, la potencia de secuencia cero vale cero. En este caso, la corriente de secuencia cero i_0 de la carga es compensada sin la necesidad del balance de energía del filtro al lado dc ($\bar{p}_0 = 0$).

A continuación se desarrolla una simulación tratando de mostrar el principio de compensación a través de este algoritmo. Este control no utiliza valores RMS, utiliza un filtro pasa bajos y uno pasa altos para separar \bar{p}_0 y \tilde{p} , las cuales son de influencia directa en la respuesta dinámica del filtro activo.

Ejemplo de simulación [4]:

Para entender mejor cada una de las componentes de la potencia instantánea, se ha desarrollado una simulación en MatLab de un puente rectificador convencional. La Figura 9.5 muestra la tensión del puente rectificador, la potencia real instantánea y la potencia imaginaria instantánea se ven en los resultados de esta simulación. Este rectificador no genera componentes de secuencia cero.

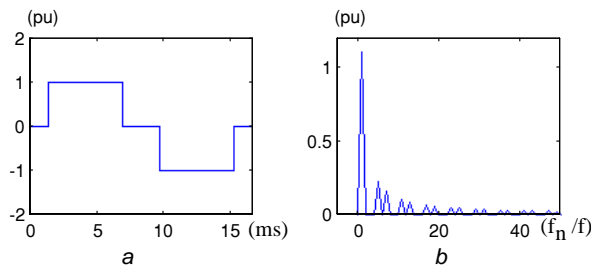


Figura 9.4. (a)Forma de onda ideal del rectificador (ángulo de disparo $\alpha=30^\circ$ y ángulo de solapamiento $\mu = 0^\circ$), (b) Espectro armónico.

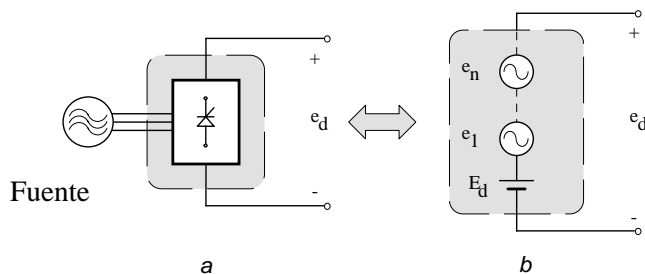


Figura 9.5. (a) rectificador trifásico; (b) Circuito de salida equivalente.

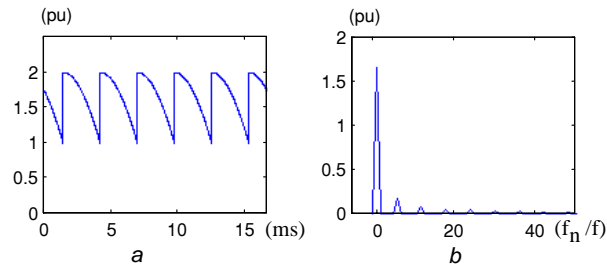


Figura 9.6. (a) Tensión de salida del rectificador (ángulo de disparo $\alpha=30^\circ$ y ángulo de solapamiento $\mu = 0^\circ$), (b)espectro armónico.

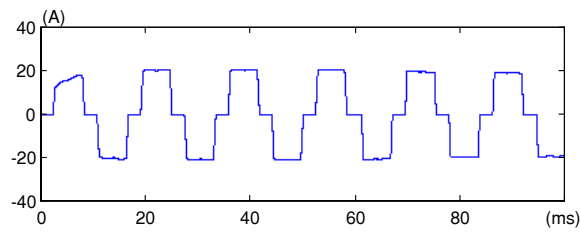


Figura9.7. Corriente del rectificador fase 'a'.

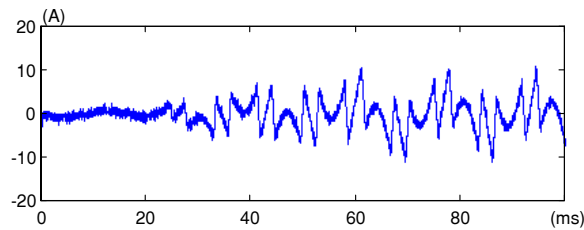


Figura 9.8. Fase 'a' de la corriente de compensación del filtro en paralelo.

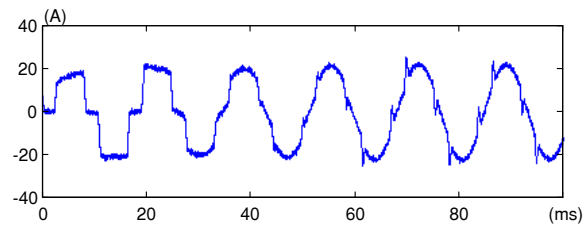


Figura 9.9. Corriente de la fase 'a' vista por la fuente.

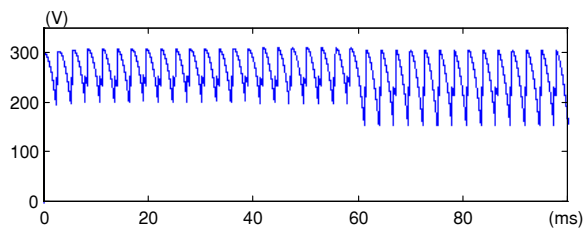


Figura 9.10. Tensión de salida del rectificador.

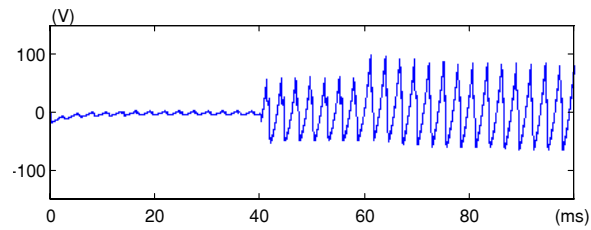


Figura 9.11. Tensión del filtro activo serie de compensación.

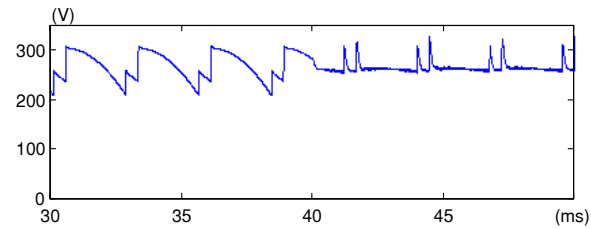


Figura 9.12. Tensión de la carga lado CD.

De las figuras de la simulación es fácil entender \tilde{p} y \tilde{q} . Ellas muestran la corriente de suministro después de la compensación de la potencia imaginaria. A pesar de tener los armónicos, ésta no presenta reactivos. Los armónicos que aparecen dependen de \tilde{p} . El caso de la eliminación de la componente alterna de la potencia real instantánea también se puede observar.

CAPÍTULO 10

NORMA IEEE 519

10.1. Introducción

Las normas difieren a veces ampliamente de un país a otro con respecto a los valores numéricos (determinísticos y probabilísticos) de los armónicos individuales y de la distorsión total, de la localización de la aplicación de los límites de armónicos, de los parámetros eléctricos (tensión o corriente), de la variación en el tiempo de la distorsión, de la responsabilidad y acción para corrección de los límites, etc.

Una norma sobre armónicos debe definir:

- El fenómeno es determinístico o estocástico?.
- Es necesario darle a la recolección de información un tratamiento estadístico?.
- Dónde deben medirse los armónicos, cerca del equipo no lineal, cerca al punto de conexión a la red, cerca a la instalación más sensitiva?.
- Cuál es el procedimiento de medición?, qué equipos, qué período, bajo qué condiciones de carga y del sistema?.

Ante la ausencia de una única norma o recomendación internacional acerca de la limitación de armónicos es común el cuestionarse cual será la norma adecuada para utilizar. Actualmente se está trabajando en lograr un convenio al respecto a nivel internacional.

Con el ánimo de regular el contenido de armónicos en las redes ocasionados por cargas no lineales, especialmente las que utilizan elementos de electrónica de potencia, se estableció la recomendación practica IEEE-519. Ésta propone límites para:

- Distorsión de tensión producida por las cargas del usuario.
- La corriente armónica que el usuario puede inyectar al sistema.
- Calidad de tensión, en lo que se refieren a armónicos, que la empresa de electricidad debe dar al usuario.

10.2. Límites permitidos

Los límites permitidos dependen del nivel de tensión al cual está conectado el usuario, del tamaño relativo de la carga respecto al sistema, y del orden de los armónicos. La polución armónica se "mide" con los siguientes índices:

Distorsión armónica individual:

$$\frac{I_h}{I_1}, \quad \frac{V_h}{V_1} \quad (10.1)$$

I_h = corriente armónica.
 I_1 = corriente fundamental.
 V_h = tensión armónica.
 V_1 = tensión fundamental.

Distorsión armónica total (THD):

$$THD_I = \frac{I}{I_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \quad (10.2)$$

$$THD_V = \frac{V}{V_1} \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} \quad (10.3)$$

Por definición el THD es sólo válido para ondas periódicas representadas por series de Fourier.

Los niveles permitidos de inyección de corrientes armónicas dependen de la relación de corto circuito.

$$SCR = \frac{I_{sc}}{I_1} \quad (10.4)$$

I_{sc} = Corriente de cortocircuito en el PCC.
 I_1 = Corriente a frecuencia fundamental de la carga del usuario en el PCC.

I_1 se calcula con el promedio de las máximas demandas mensuales durante un año.

Las medidas de distorsión armónica se deben hacer en el punto donde el usuario se conecta con la red pública y en el cual es factible conectar otros usuarios, este punto se conoce como Punto de Acople Común (PCC).

Según lo anterior, el problema de armónicos para IEEE 519 no es de cada carga individual sino del sistema de potencia, la norma no considera los armónicos producidos por cargas individuales dentro de una instalación y se orientada a la interfase entre la empresa y el usuario. La norma IEEE 519 está concebida especialmente para clientes industriales, no considera pequeñas cargas productoras de armónicos. A continuación se hacen algunos comentarios sobre la norma IEEE-519:

THD mayores al 100 % son posibles, no tiene mucho sentido decir que una onda tiene un 180 % de distorsión. Una definición alterna más consistente puede ser:

$$\% \text{ DISTORSION} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_{RMS}} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{\sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}} Z \quad (10.5)$$

Para valores bajos de THD (menores del 10 %), que son los que se esperan se presenten en la práctica, la diferencia con la definición alterna es muy pequeña.

El THD tiene la desventaja de no ser una relación lineal, es decir, un THD del 120% no es tres veces más grave que uno del 40%.

El límite de corriente armónica, en el PCC, depende de la relación entre la corriente fundamental total y la corriente de cortocircuito disponible en el PCC. Es razonable pensar que se pueden soportar mayores corrientes armónicas del usuario cuando el sistema se hace cada vez más fuerte, con esto, se protege a otros usuarios conectados al mismo sistema, ya que la empresa de electricidad debe suplir con una misma calidad de voltaje a todos los usuarios.

En últimas, los niveles permisibles de corriente son una función directa de los niveles permisibles de distorsión de tensión, dado que las tensiones y corrientes armónicas están relacionados por la impedancia equivalente del sistema.

El hecho de limitar la corriente de cada usuario no garantiza que el efecto combinado de todas ellas no ocasione distorsiones inaceptables para el sistema. Usuarios sin cargas no lineales, que usan compensación capacitiva, podrían atraer corrientes armónicas presentes en la red (en el PCC), ocasionando que las medidas de THD_1 sean superiores a lo permitido.

Con la utilización de condensadores para mejorar el factor de potencia se incrementan las posibilidades de una resonancia paralela, pequeñas corrientes armónicas excitadoras serán amplificadas e inyectadas al sistema, violando los límites de distorsión. Dos usuarios con las mismas corrientes armónicas, en dos sistemas con el mismo nivel de cortocircuito, pueden producir niveles de distorsión armónica muy diferentes.

Los límites de distorsión armónica exigidos por la norma IEEE-519 pueden ser alcanzados sin atacar las fuentes no lineales, por ejemplo, bastaría con aumentar la carga lineal manteniendo las mismas corrientes armónicas. Gran cantidad de pequeñas cargas no lineales, cuyas corrientes son altamente distorsionadas, se ven enmascaradas por las cargas lineales del usuario.

Se supone que con los niveles máximos de distorsión armónica de tensión con que la empresa de electricidad puede suplir al usuario los equipos de éste deben funcionar correctamente por tal concepto.

Dada la complejidad de las componentes armónicas, y de la variabilidad de la respuesta del sistema a la frecuencia, la medida de un THD en el PCC no es una buena referencia para el diseñador del sistema. Una alternativa sería la de establecer límites para cada categoría de carga no lineal, como se establece en IEC 1000-3.

En la Tabla 10.1 se indican las tensiones armónicas límites de servicio y en la Tabla 10.2 se indica la máxima distorsión armónica de corriente según la norma IEEE 519.

Tabla 10.1. Tensiones armónicas límites de servicio (distorsión de tensión en % para PCC)

	2.3-69 kV	69-138 kV	> 138 kV
Armónico individual	3.0	1.5	1.0
Distorsión armónica total	5.0	2.5	1.5

Tabla 10.2. Norma IEEE-519 máxima distorsión armónica de corriente en porcentaje de la fundamental.

I_{sc}/I_L	Orden de armónico					THD
	11	11 - 16	17 - 22	23 - 35	> 35	
< 20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

I_{sc} = Máxima corriente de corto circuito en el PCC.

I_L = Máxima corriente de carga (a frecuencia fundamental) en el PCC.

Ejemplo 10.1. Suponer que una empresa de energía tiene un consumidor que requiere instalar un dispositivo a 13.8kW, donde la carga continua es de 100A y la distorsión de demanda total THD es el 7%. La instalación está ubicada en un punto del alimentador donde la corriente de cortocircuito es 1600A. Debe la empresa de energía permitir esta carga? Sino, que puede hacer para suministrarle potencia a este consumidor?

Solución:

La norma IEEE 519 (Tabla 10.2) indica que si el THD es del 7%, la relación I_{sc}/I_{Carga} debe ser mayor de 20 (entre 20 y 50).

Como la relación actual es apenas de 16, el usuario tiene dos alternativas:

1. Relocalizar su instalación más cerca de la subestación donde el nivel de cortocircuito sea por lo menos de 2000A.
2. Instalar filtros para reducir el TDD al 5% o menos.

Ejemplo 10.2. En la Tabla 10.3 se indica el espectro de la corriente de un usuario en PCC, el cual tiene un sistema como el mostrado en la Figura 10.1. Aplicar la NORMA IEEE para este caso.

Tabla 10.3. Espectro de la corriente del usuario en PCC.

Armónico	Magnitud (Amperes)	% fundamental
5	2.10	20.0
7	1.30	12.4
11	0.17	1.6
13	0.14	1.3
17	0.12	1.1
19	0.06	0.6

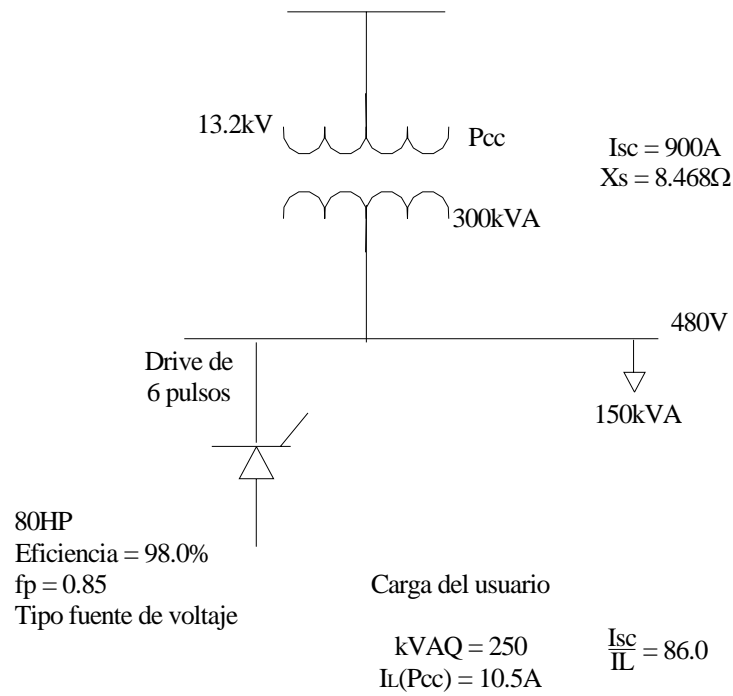


Figura 10.1. Circuito del ejemplo 10.2.

Tabla 10.4. Resultados del ejemplo 10.2.

ARMONICO	MAGNITUD AMPERIOS	IMPEDANCIA(Ohm)	VOLTAJE ARMONICO (Vol)	CORRIENTE ARMONICA % DEMANDA FUND.	LIMITE-519	CUMPLE
5	2.10	42.34	88.9	20.0	10.0	NO
7	1.30	59.28	77.0	12.4	10.0	NO
11	0.17	93.15	15.8	1.6	4.5	SI
13	0.14	110.08	15.4	1.3	4.5	SI
17	0.12	143.96	17.3	1.1	4.0	SI
19	0.06	160.89	9.6	0.6	4.0	SI

	THD	THD 519	CUMPLE
CORRIENTE	23.6	12.0	NO
VOLTAJE	1.6	5.0	SI

10.3. Límites de armónicas en la red

Los límites del contenido armónico de la red dependen esencialmente de factores tecnológicos, los cuales pueden ser fijados con mayor o menor precisión a partir de la experiencia en el tema y la evolución en el diseño de los equipos eléctricos. Más difícil resulta asociar estos límites con el tiempo en que los armónicos están presentes en la red, y sobre todo, el procedimiento para medir estos armónicos.

10.3.1. Límites de estado estacionario (Resolución ENRE 0099/97 ARGENTINA)

En la Tabla 10.5 pueden observarse los límites del contenido armónico especificados por el ENRE. Puede verse que éstos dependen del nivel de conexión y de la potencia contratada, y son de carácter estacionario porque no hay asociado una duración del armónico particular.

Tabla 10.5. Límites del contenido armónico especificados por el ENRE.

Orden de la Armónica (n)	Usuarios T1 Intensidad armónica máxima (Amperes)	Usuarios T2 y T3 en BT y MT Intensidad armónica máxima como % de la corriente de carga contratada	Usuarios T3 en AT Intensidad armónica máxima como % de la corriente de carga contratada
Impares no múltiplos de 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n	0.4
Impares múltiplos de 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
>21	4.5/n	0.3	0.4
Pares			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
>12	3.68/n	0.3	0.5
TDTI (en%)	-	20.0	12.0

10.3.2. Procedimiento recomendado por la recomendación practica IEEE 519

A continuación se muestra un ejemplo de estandarización, propuesto por la norma IEEE (resumido) [23].

Esta norma está siendo modificada con el objetivo de:

- Definir límites equitativos, es decir, qué limitar y cuáles son los valores límites, por ejemplo: orden de armónicas a incluir, tiempo de variación de armónicas etc.
- Especificación de condiciones racionales respecto a condiciones usadas para chequear el límite de cumplimiento, por ejemplo: condiciones de medición, suposiciones usadas en el diseño.

Para concretar esto se utiliza el concepto de afectar las cargas del consumidor mediante un factor de peso, función de la distorsión que introduce el tipo de carga:

$$S_{\omega} = \sum (S_{Di} \cdot w_i) , I=1,n. \quad (10.6)$$

S_{Di} = Potencia en kVA de la carga perturbadora.

w_i = factor de peso (Tabla 10.3) para la i-th carga perturbadora.

S_{ω} = potencia afectada de los coeficientes de peso.

Asimismo, el procedimiento contempla la posible variación de los armónicos e impone límites a los mismos. El procedimiento se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 10.2.

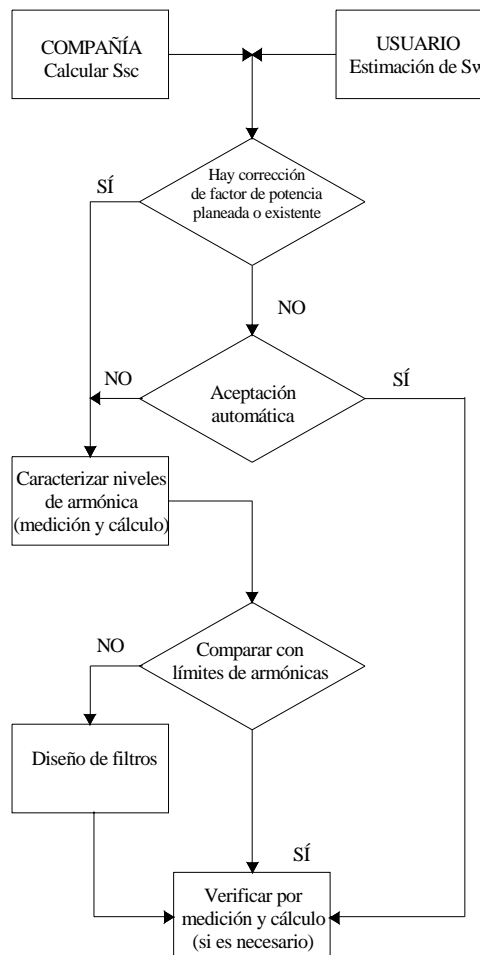
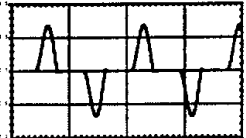
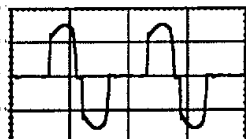
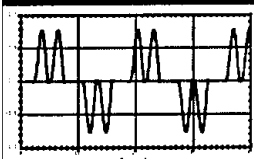
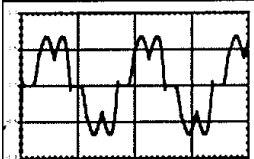
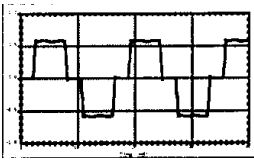
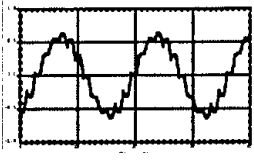
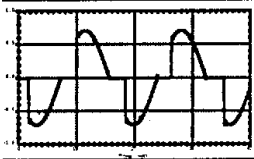


Figura 10.2. Procedimiento para el estudio de armónicos en una instalación.

Tabla 10.6. Factores de peso.

Tipo de Carga	Forma de Onda Típica	Distorsión de corriente	Factor de Peso (W_i)
Suministro Monofásico		80% 3 ^r armónico	2.5
Semi Conversor		2,3 y 4 armónicos	2.5
Conversor de 6 pulsos Filtro capacit.		80%	2.0
Conversor de 6 pulsos Filtro capacit.- Induct.		40%	1.0
Conversor de 6 pulsos con alto filtraje		28%	0.8
Conversor de 12 pulsos		15%	0.5
Regulador de Tensión		varía con el ángulo de disparo	0.7

La figura 10.3 muestra la variación del THD y la forma de determinar duración en tiempo que el mismo supera el nivel aceptable.

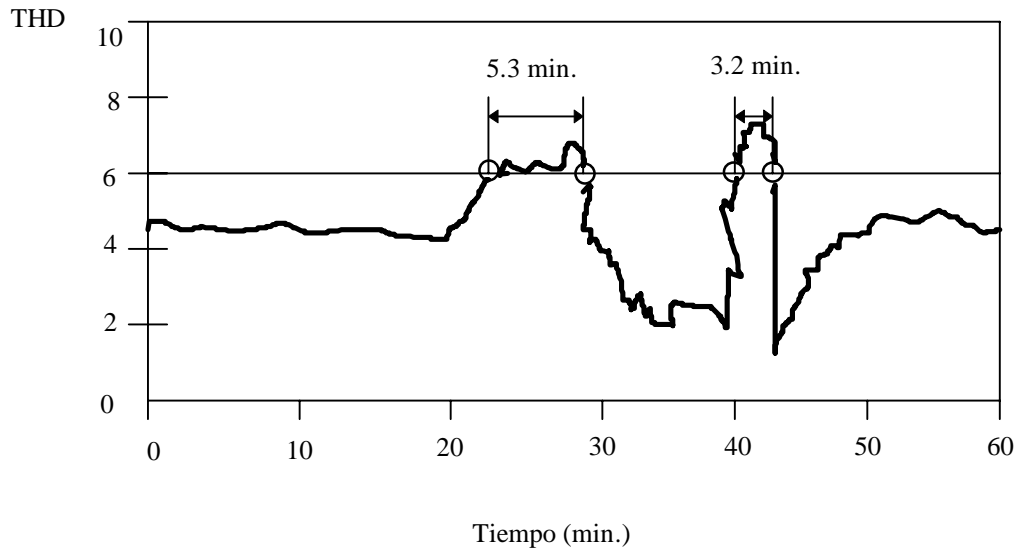


Figura 10.3. Determinación de la curva Duración/Magnitud.

A partir de estas determinaciones se construye la curva de la Figura 10.4, que tiene en cuenta la relación tiempo de ocurrencia - magnitud de perturbación.

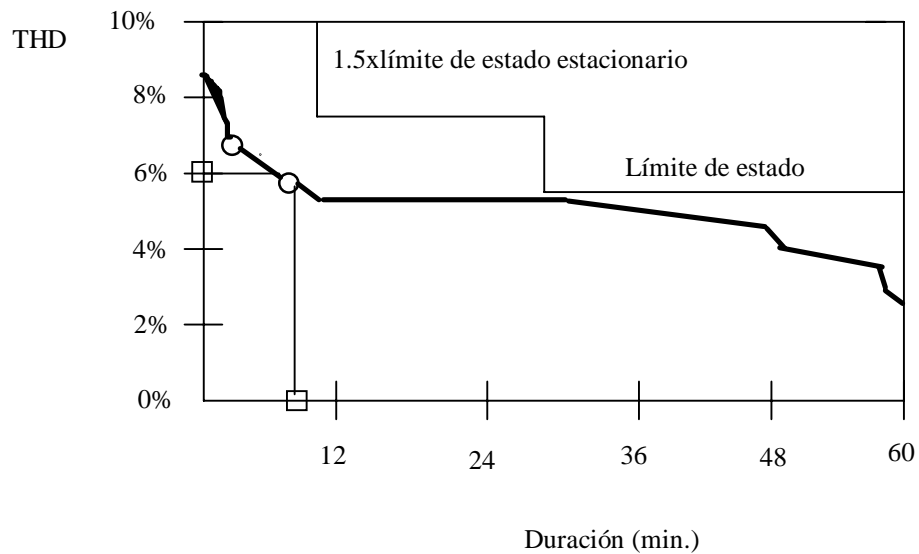


Figura 10.4. Relación de tiempo de ocurrencia-magnitud de la perturbación.

También se limita la duración de una perturbación individual a través de la curva trazada en la Figura 10.5.

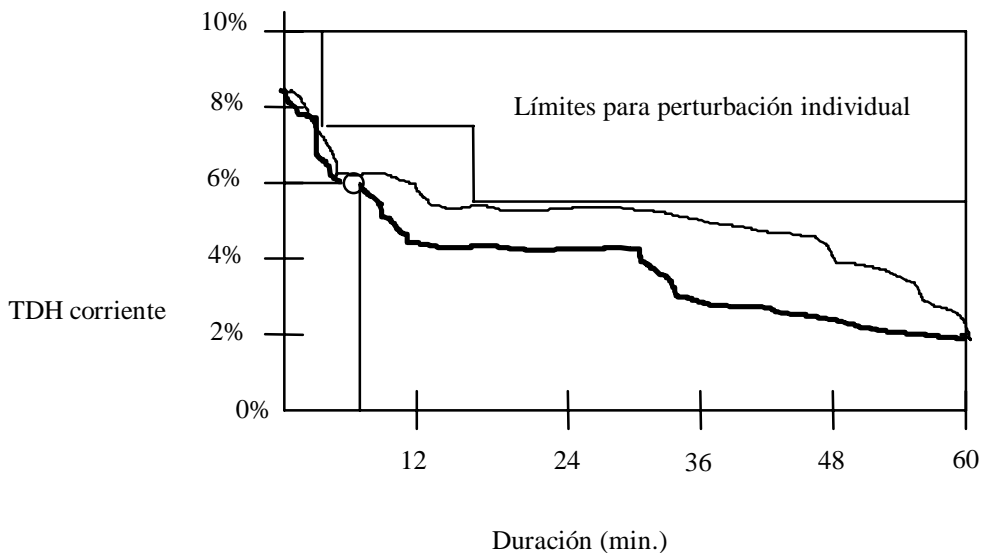


Figura 10.5. Límites para perturbación individual.

Finalmente, se construyen curvas de distribución de probabilidad acumulada en la cual se imponen límites, por ejemplo, para el 95 % del tiempo la distribución de armónicas no debe exceder el límite fijado en la norma (véase Figura 10.6).

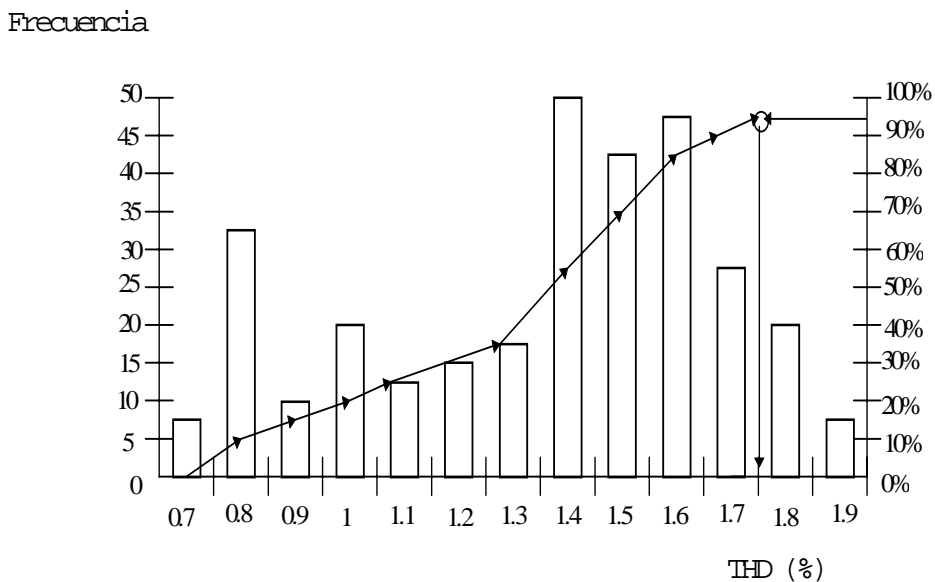


Figura 10.6. Distribución de probabilidad acumulativa.

10.4. Normas sobre calidad del servicio de energía eléctrica

- [1] Recommended Practice on Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment in Commercial and Industrial Power Systems, IEEE P1100.
- [2] Electromagnetic Emission and Susceptibility Requirements for Control of Electromagnetic Interference, DOD-STD-461B.
- [3] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. IEEE Std 519-1992.
- [4] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Std 1159-1995.
- [5] Resolución ENRE No. 465/96. Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico. Buenos Aires. 1996.
- [6] IEEE Guide on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage AC Power Circuits, ANSI/IEEE C62-45, 1987.
- [7] IEEE Guide for the Installation of Electrical Equipment to Minimize Electrical Noise Inputs to Controllers from External Sources, IEEE Std 518-1982.
- [8] Recommended Practice for Emergency and Standby Power for Industrial and Commercial Applications, ANSI/IEEE 446-1987.
- [9] Voltage Ratings (60 Hertz) for Electric Power Systems and Equipment, ANSI C84.1-1989.
- [10] IEEE Recommended Practice for Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 493-1980.
- [11] Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, ANSI/IEEE 141-1986.
- [12] Disturbances in Supply Systems Caused by Household Applications and Similar Electrical Equipment, IEC Std 555, 1982.
- [13] IEEE Std for Surge Arresters for AC Power Circuits, ANSI/IEEE C62.1, 1984.
- [14] Recommended Practice for Establishing Transformer Capability when Supplying Nonsinusoidal Load Currents, ANSI/IEEE C57.110, 1986.
- [15] Electrical Fast Transients-Burst Requirements, IEC Std 801-4.
- [16] Std for Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits, ANSI/IEEE C62.11, 1987.
- [17] IEC 1000-2 1995, para límites de armónicos.
- [18] IEC 1000-3 1995, para flicker.

- [19] Para compatibilidad electromagnética:
IEC 1000, 1995.
- [20] Requirements of Immunity for Electronic Watthour Meters, IEC Std 1042, 1990.
- [21] Std Immunity for Radio and Television Receivers, CISPR-20-1990

CAPÍTULO 11

SOLUCIONES PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO

11.1. Soluciones del lado del sistema de la empresa de energía

Puesto que los computadores y otras cargas sensibles son muy vulnerables a los transitorios de tensión, es útil considerar una serie de medidas en los sistemas de la empresa de energía que pueden mejorar la situación.

11.1.1. Medidas de diseño y operación para minimizar la frecuencia de las salidas

Medidas a tomar durante el diseño:

- Trazado y construcción del circuito general.
- Longitud y tipo del circuito expuesto
- Coordinación de protecciones
- Seccionalización de las fallas
- Consideraciones de puesta a tierra
- Aplicación de Pararrayos
- Normas sobre materiales y equipos

Medidas a tomar durante la operación

- Inspección y mantenimiento de equipos
- Inspección y mantenimiento de líneas
- Inspección y mantenimiento de servidumbres
- Rápida identificación de problemas crónicos
- Análisis de los datos de interrupción.

El reconocimiento de que las técnicas de diseño preferidas conducen hacia la obtención de los objetivos de confiabilidad y al uso de modelos de análisis de zona, en los cuales las ratas de salidas son usadas para determinar el comportamiento de la confiabilidad de diseños alternos, ayudan a minimizar los problemas para todos menos para la mayoría de las cargas sensibles.

11.1.2. Medidas de diseño y operación para minimizar la duración de las salidas

Medidas a tomar durante el diseño

- El equipo de interrupción
- El equipo de suiches
- Instalaciones alternas
- Dispositivos de línea alternos

Medidas a tomar durante la operación

- Planes de restauración
- Análisis de consumidores afectados
- Consideraciones sobre comunicaciones
- Dispositivos de detección y localización de las fallas
- Aplicación del sistema SCADA
- Equipo de señalización y localización
- Herramientas y equipos móviles de reserva
- Análisis de los datos de interrupción

Las listas anteriores son puntos de partida útiles para chequear cuando las mejoras de confiabilidad están siendo solicitadas por un usuario particular o por un circuito determinado. Por ejemplo, los puntos de seccionalización adicionales que utilizan reclosers pueden ayudar a disminuir el número de consumidores afectados por una falla temporal o permanente. También, el uso creciente de pararrayos para prevenir los arcos en la línea pueden realmente eliminar algunas de las interrupciones momentáneas. La mayoría de los ítems listados, en general no tendrán un impacto significativo para reducir el número de interrupciones momentáneas. El sistema eléctrico básico que sirve a un usuario particular, está usualmente determinado por la economía. Como la carga crece o como la importancia de una confiabilidad más grande a largo plazo llegó a ser equivalente, se consideran cambios en el tipo de suministro. Mucho de esto es conseguido a costa de la confiabilidad a corto plazo (pasando de un sistema radial o una red zonal se mejora la confiabilidad a largo plazo, pero aumenta la exposición del alimentador a disturbios momentáneos).

Las modificaciones en el diseño y operación del sistema de suministro de la empresa de energía que son orientados hacia el mejoramiento de la calidad el servicio a un usuario final específico, puede en efecto, degradar la calidad del servicio o incrementar el costo del servicio a otros usuarios finales. Las filosofías de protección de los circuitos son inherentes al diseño y operación de tales sistemas de suministro para reunir las diferentes necesidades de muchos consumidores.

Los disturbios de tensión que afectan el equipo de utilización de un consumidor, pueden tener su origen en la operación de otros equipos en la red eléctrica del consumidor, experimentando problemas en el equipo sensible. Así, la identificación de las causas de disturbios de tensión y su resolución, usualmente involucra múltiples partes. Tales disturbios son un problema del sistema eléctrico y su prevención o mitigación son materia de interés no sólo para las empresas de energía y sus consumidores con equipo sensible sino también para los fabricantes de equipo, agencias reguladoras, usuarios que no tienen equipo sensible y otros.

11.1.3. Medidas más comunes del lado del sistema distribución

- Compensadores estáticos de potencia reactiva (SCV)

Han sido usados para servir grandes cargas industriales cuyas características resultan en flickers de tensión más altos que los límites de la curva CBEMA. Tales cargas pueden interferir con el consumidor industrial o con otros consumidores cercanos a la planta. Los SCV regulan la tensión proporcionando un suministro de reactivos variables a la carga. Las aplicaciones incluyen rápidos cambios de las cargas o factores de potencia pobres como los ASDs y los hornos de arco.

- Capacitores serie

Instalados en varistores by-pass proporcionan una reactancia (capacitiva) de compensación para reducir el flicker de tensión. Bajo condiciones normales, la misma corriente que causa la caída de tensión a lo largo de la reactancia del alimentador crea la elevación de tensión deseada a través del capacitor serie; consecuentemente, la regulación de tensión es instantánea y autorregulada.

En el evento de una falla del sistema de potencia, los varistores despejan la corriente de falla y limitan la tensión a través de los capacitores. Como resultado, la corriente disponible de falla apenas se incrementa. La reducción en el Flicker de tensión, depende de las características de la carga, de las impedancias del sistema, de la localización y el tamaño de los capacitores serie.

11.2. Soluciones del lado del usuario

11.2.1. Actividades previas (por dónde empezar)

Antes de considerar cualquier tipo de medida remedial, es aconsejable obtener datos históricos sobre el comportamiento del sistema que relacionen la operación de los equipos sensibles con los disturbios de potencia y que incluyan: registros de mantenimiento, registros de tensión y de disturbios, de transitorios, de variaciones de tensión; todo ello con la ayuda de un equipo de monitoreo que se instala durante unos dos meses en el punto del usuario.

11.2.2. Chequeo del cableado de las instalaciones del usuario

Aquí se realizan las conexiones para detectar malos contactos, la carga de los conductores, el calibre del neutro y la corriente que circula por él (incluyendo las componentes armónicas). Es necesario chequear el equipo de interrupción y clasificar las cargas que requerirán de circuitos dedicados.

11.2.3. Chequeo del sistema de puesta a tierra

La mayoría de los problemas de puesta a tierra se pueden evitar, y se pueden proporcionar instalaciones seguras usando unidades de distribución de potencia portátiles (PDU), diseñadas para la instalación del salón de computadores, ajustadas a las cargas que sirven. Estas unidades generalmente tienen un transformador de aislamiento de entrada con aislamiento electrostático para minimizar los efectos del ruido de modo común (línea-tierra). Ellos son alimentados por los interruptores principales para proveer aislamiento y desconexión de potencia de emergencia (EPO). Los transformadores alimentan los tableros de distribución con múltiples interrupciones (y algunas veces fusibles). Cada interruptor es conectado a un cableado adecuado con cables de puesta a tierra flexibles bajo piso con conectores compatibles a los receptáculos para el equipo sensible que sirven (ver Figura 11.1).

Los PDU también pueden ser equipados con equipos para monitoreo de potencia y funciones de alarma, así como algunas de las formas simples de acondicionamiento de potencia. Los problemas de ruido en las instalaciones de equipo sensible casi siempre resultan de prácticas inadecuadas de puesta a tierra.

11.2.4. Cambios en la operación del equipo

Durante el proceso de identificación y cuantificación de las causas de los disturbios de tensión que afectan las cargas sensibles en una situación específica, se pueden revelar condiciones en las cuales un cambio en el tiempo o modo de operación del equipo sensible o en el equipo que causa el disturbio puede evitar todo o causar una mejoría en la mala operación. Usualmente esto será mas de realizar cuando el equipo sensible y el equipo causante del problema tienen propietario común. En los procesos en los cuales las dos

categorías de equipos operan, pueden acomodarse a tales cambios, luego la solución evita el costo de los cambios del circuito o medidas de acondicionamiento de potencia.

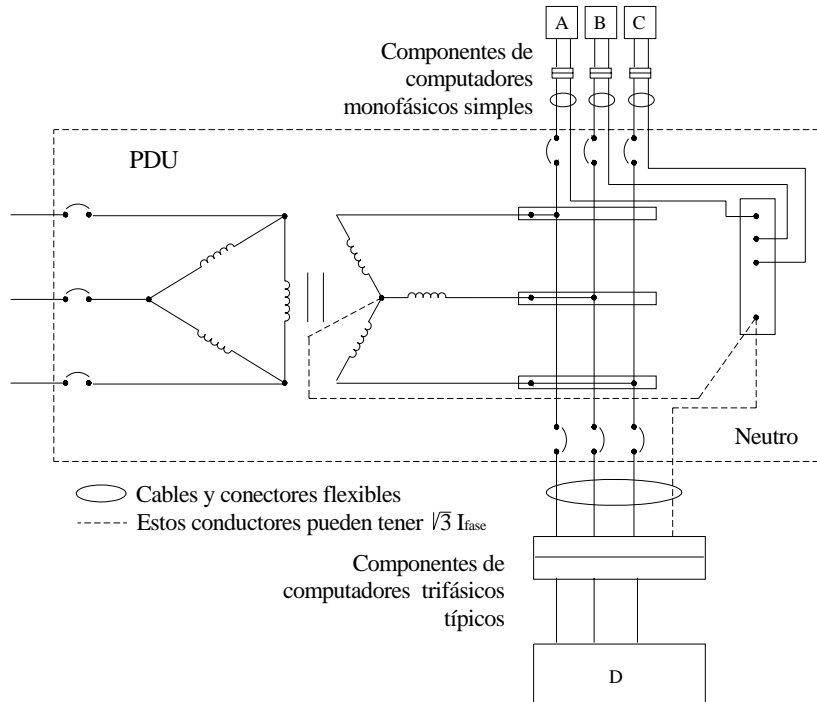


Figura 11.1. Unidad de distribución de potencia PDU.

11.2.5. Acondicionadores de potencia

Muchos tipos de acondicionadores están disponibles, y comprenden desde aquellos que son muy costosos y proporcionan una ayuda muy pequeña hasta aquellos que protegen contra casi todas las eventualidades a un precio mucho más alto. La Tabla 11.1 resume y compara los diferentes tipos de acondicionadores que enseguida se describen:

11.2.5.1. Supresores de transitorios

Son dispositivos de muy bajo costo disponibles para microcomputadores similares a las extensiones con multitomas. Ellos usualmente contienen varistores de óxido metálico (MOV). Son típicamente discos conectados entre las líneas de potencia y algunas veces, de línea a tierra. Absorben energía de los transitorios (picos) que exceden su umbral (100% por encima de la tensión pico normal).

La mayoría de los PDU y los acondicionadores de potencia están provistos con éstos elementos, y también están incluidos en los tableros de distribución, sino se instalan en otra parte. Otra forma de supresores de transitorios son los pararrayos instalados para bajar aún más el nivel de energía del transitorio que puede ser manejado por los acondicionadores ubicados aguas abajo, tales como los MOV o los filtros.

Ellos usan tubos de descarga de gas, que tienen una acción más lenta que los MOV pero pueden absorber más energía. Para lograr mayor efectividad, ellos deben estar coordinados con los pararrayos aguas arriba, los cuales tienen una capacidad de absorción de energía más grande. Usualmente, esto se da en cada punto de transformación de tensión más atrás de la línea de entrada y se coordina mejor en el sistema de distribución.

Tabla 11.1. Compensación de los acondicionadores de potencia.

Tipo de alimentador de potencia	Costo relativo %. (varía con el nivel de potencia)	Protección contra transitorio o contra OV oscilatorios	Protección contra UV, OV momentáneos	Protección contra UV sostenidos		Protección contra distorsión armónica	Protección contra ruido	Outage Ride-thru Capability
				Brownout	Outage			
Supresores de transitorios	>1	X						nil
Filtros	>1					SP	X	nil
Transformadores de aislamiento								
Filtro W/O	4						C	nil
Con filtro	5					SP	X	nil
Reguladores de tensión	35							
Respuestanormal		X	P	X				1/4 ciclo
Respuesta rápida		X	X	X		X	N	1/4 ciclo
Ferroresonante		X	X	X		X	X	1 ciclo
Motogeneradores	45	X	X	X	P	X	C	+ 0.3 segundos
Alimentadores duales								
Transferencia estática								#
Transferencia estática y regulador de tensión	25	X	X		X			continuo
	50	X	X	X	X	X	X	continuo
UPS	60							
Línea preferida			X		X			15 min
Inversor preferido		X	X	X	X		X	15 min
Línea interactiva		X	X	X	X	X	X	15 min
UPS y máquinas generadoras	100	X	X	X	X	X	X	continuo

<p>X – Protección proporcionada P – Periodos muy cortos solamente C – Ruido de modo común N – Ruido de modo normal OV – Sobretensión</p>	<p>UV – Baja tensión S – Máquina generadora usada para soportar UPS y aire acondicionado UPS –Fuente de potencia ininterrumpida</p>	<p>SP – Filtros de conexión de distorsión especiales están disponibles # Excepto cargas simultáneas de ambos Alimentadores + Típicamente, 1 segundo con flywheel</p>
--	---	--

Si los supresores no se coordinan adecuadamente, el exceso de energía puede destruir los pararrayos aguas abajo y luego dañar el equipo sensible conectado. Contraria a la creencia popular, las descargas atmosféricas rara vez causan impulsos transitorios o picos, es más común que causen sags y/o salidas momentáneas observadas como flicker de lámparas como consecuencia del disparo de equipos de protección de la empresa de energía y/o el recierre automático. Esto se debe a fallas línea-tierra o a ramas de árboles y otros objetos que ponen a tierra las líneas de distribución y de subtransmisión.

La falla no es aislada por el equipo de protección, causando sags de tensión hasta que es aislada o la red de distribución es momentáneamente desconectada y luego automáticamente reconectada a intervalos desde medio segundo hasta unos pocos segundos. El resultado es una pérdida total de tensión y se restaura si la falla está en un alimentador común o suceden una serie de sags si la falla ocurre en un alimentador cercano.

La selección la tensión nominal apropiada está basada en la tensión nominal de servicio, incluyendo las desviaciones normales y anormales y la tensión máxima de operación continua MCOV del dispositivo protección contra descargas. Fijar una tensión del 150% al 200% del valor pico más alto (esperado) de la tensión de servicio, puede proporcionar los niveles de protección adecuados sin el riesgo de envejecimiento prematuro del dispositivo ante la ocurrencia de swells o de niveles de descarga relativamente bajos.

11.2.5.2. Filtros de ruido

Los filtros son usados para reducir las interferencias electromagnéticas (EMI) o las interferencias de radiofrecuencia (RFI) a niveles aceptables. Generalmente son pequeños y de bajo costo y con frecuencia se instalan dentro del equipo sensible, en los PDU y en los acondicionadores de potencia más costosos. La forma más simple de filtros es el filtro pasabajos, diseñado para que pasen tensiones de 60Hz y bloqueando las tensiones a frecuencias más altas o los transitorios de frente de onda escarpado. Ellos no son efectivos para frecuencias cercanas a 60MHz, tales como los armónicos de bajo orden, pero sí llegan a ser eficientes en el rango de 1kHz.

Los filtros pueden ser conectados línea-línea o línea-neutro para rechazar el ruido de modo normal. Algunos de los mejores supresores de picos que vienen en los multitomas también contienen esos filtros.

11.2.5.3. Transformadores de aislamiento

Son los acondicionadores de potencia más costosos y proporcionan dos funciones. La primera es la capacidad para cambiar a un nuevo nivel de tensión y/o compensar la tensión alta o baja del sitio. Por ejemplo, usando una entrada de 480V en el punto de utilización y luego transformando a 120V o 208/120V, el equipo de suicheo y el cableado pueden ser reducidos en tamaño y el efecto de la caída de tensión también será reducido.

Si la tensión en el punto de utilización es también baja debido a la caída de la línea, puede manualmente ser empujado en escalones o pasos conectando a las diferentes derivaciones en los devanados del transformador. Típicamente taps de 4x2.5% por debajo y 2x2.5% por encima de la tensión normal son proporcionados.

La segunda función del transformador de aislamiento es proveer la referencia a tierra perfecta en el punto de utilización, eliminando el problema de ruido común inducido a través de los lazos de tierra o de las trayectorias de corriente múltiples en el circuito de tierra aguas arriba del punto de referencia a tierra establecido.

Los transformadores de aislamiento, con frecuencia están equipados con una pantalla electrostática o de Faraday entre los devanados primario y secundario. Ésta es una lámina conductora de material no magnético conectada a tierra para reducir el efecto del acoplamiento capacitivo entre devanados primario y secundario, el cual forma una trayectoria para el ruido de modo común y es convertido a ruido de modo normal en el devanado secundario. Esta característica aumenta un poco el costo, y el tamaño.

Los transformadores, en combinación con capacitores de las fuentes de potencia del equipo sensible que ellos sirven, forman filtros para rechazar el ruido de modo normal. Tomados solos, los transformadores de aislamiento no reducen los transitorios línea-línea, sino que los magnifican.

En años pasados se han instalado los transformadores llamados de ultra aislamiento para esta aplicación. Estos transformadores están equipados con pantallas adicionales alrededor de cada devanado para reducir aún más el acoplamiento capacitivo. Esto es innecesario si el secundario del transformador está puesto a tierra de acuerdo con los requerimientos de los códigos y ello es obtenido a costa de la instalación de una reactancia adicional del transformador, con una regulación de tensión resultante, degradada con cambio de carga y un costo normalmente más alto que el de los transformadores de aislamiento convencionales con una pantalla electrostática simple.

11.2.5.4. Reactores de línea de baja tensión (Inductores)

Proporcionan una alternativa a los transformadores de aislamiento para atenuar los disturbios de tensión en circuitos sensibles. Ellos han sido aplicados exitosamente a los controladores de velocidad ajustable AC trifásicos (ACD) para prevenir molestias de disparo por sobretensión durante el suicheo de capacitores. La inductancia serie adicional del reactor, reduce los picos de corriente dentro del ASD, limitando de este modo la sobretensión DC. La diferencia principal (comparado con el transformador de aislamiento) es que los inductores no pueden ser usados para introducir una nueva referencia de tierra (sistema derivado separadamente).

11.2.5.5. Reguladores de tensión de línea

Todos los problemas de tensión de estado estable, excepto las interrupciones, pueden ser manejados con la adición de reguladores de tensión equipados con supresores de picos para proporcionar protección contra transitorios. Existen varios tipos:

11.2.5.5.1. Reguladores de respuesta normal

Son aquellos con un retorno a la tensión normal de 10 a 12 ciclos después de un cambio en la tensión de entrada o en la carga. Éste es muy rápido comparado con los de tipo electromecánico; sin embargo, ellos no son suficientemente rápidos ni contienen energía almacenada suficiente para manejar los sags más severos, tales como los que ocurren cuando hay fallas en los sistemas de distribución. Este tipo de regulador, con frecuencia usa material magnético saturable para ajustar automáticamente el transformador elevador/reductor en serie con la entrada o fuente de tensión. Un circuito de realimentación automática sostiene la tensión constante. (ver Figura 11.2).

11.5.5.5.2. Reguladores ferroresonantes

Constan de un inductor lineal, uno no lineal y un capacitor en un circuito resonante en paralelo con un inductor no lineal (ver Figura 11.3). Éste es generalmente incorporado en una configuración de transformador de aislamiento junto con un filtro adicional para eliminar los armónicos autoinducidos. Este filtro así, puede llevar un razonable nivel de distorsión armónica a la salida inducida por la carga no lineal, pero los excesos de armónicos pueden producir sobrecalentamiento del regulador. El circuito es sintonizado para tensión y frecuencia nominales.

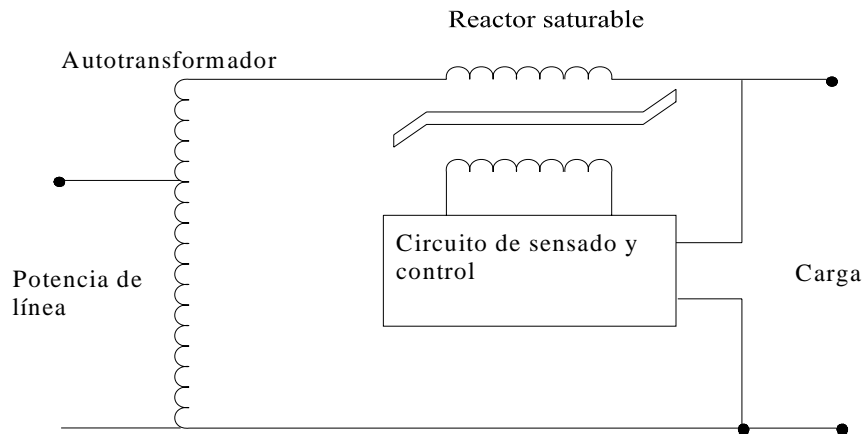


Figura 11.2. Regulador de tensión de respuesta normal.

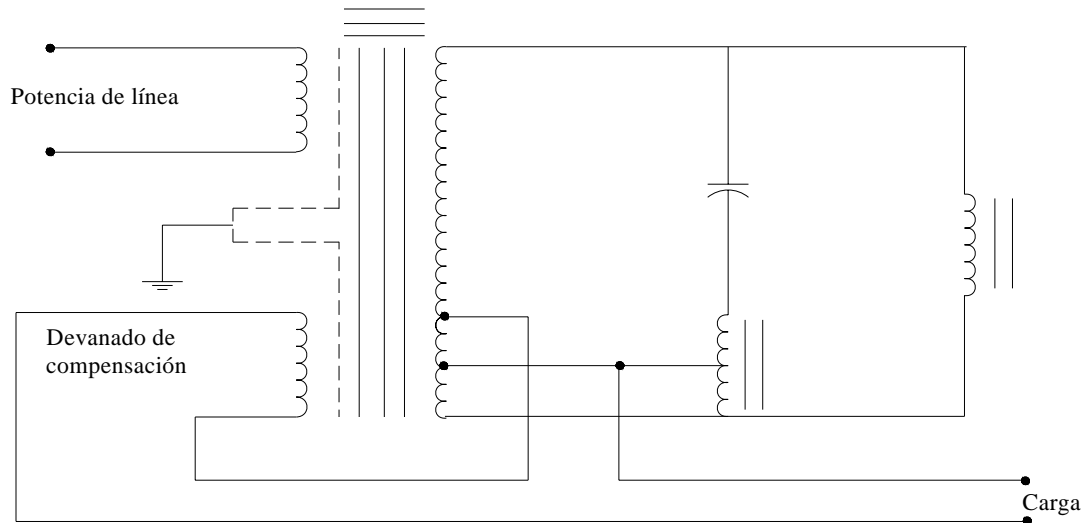


Figura 11.3. Regulador ferroresonante.

El regulador ferroresonante mantiene una tensión de salida constante para un amplio rango de tensiones de entrada. La característica de limitación de corriente inherente del regulador, que limita la corriente máxima a plena tensión, puede ser una limitación cuando arrancan los motores o los procesadores centrales de computadores. A causa de esas características, ellos son generalmente operados a una condición bien derrateada. El circuito sintonizado tiene una pequeña cantidad de energía que evitará la interrupción por un ciclo aproximadamente hasta consumirse, pero no es suficiente para cubrir una interrupción de 0.5s típica de los recierres automáticos de las redes de distribución. Sin embargo, es suficiente para soportar un sag de tensión durante medio segundo producido por un alimentador vecino. Los reguladores ferroresonantes son grandes y pesados, pero son simples y confiables cuando son diseñados adecuadamente.

11.2.5.5.3. Reguladores de respuesta rápida para cambiador de derivaciones

Diseñados para ajustar tensiones de entrada variables transfiriendo automáticamente las derivaciones en un transformador de potencia (de tipo aislamiento o de tipo autotransformador) en el punto de corriente cero de la onda de salida (ver Figura 11.4).

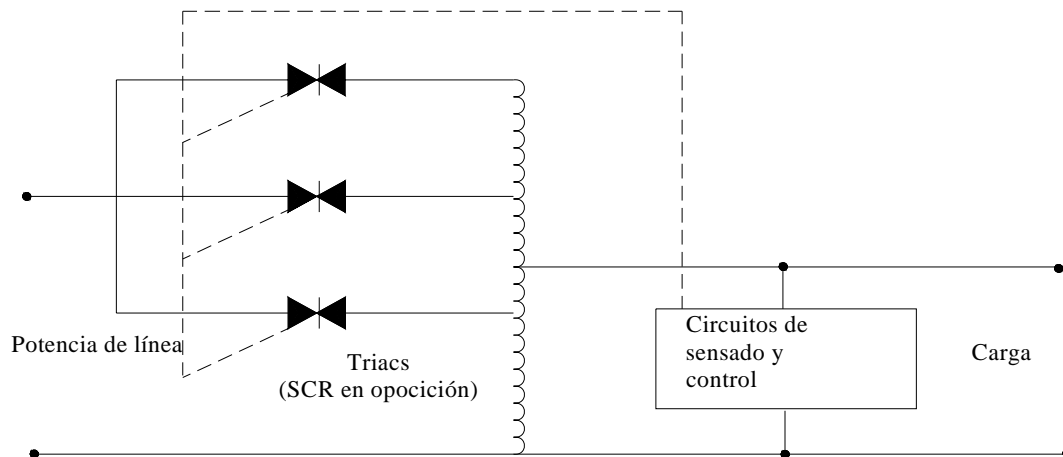


Figura 11.4. Regulador de respuesta rápida para cambiador de derivaciones.

El número de derivaciones determinó la magnitud de los pasos y el rango de la posible regulación. Un regulador de buena calidad, tendrá al menos cuatro derivaciones por debajo de la normal y dos por encima de la normal para un total de siete derivaciones. El tiempo de respuesta es normalmente de un ciclo y está limitado a esa velocidad a causa del criterio de suicheo en la corriente cero. La mayor ventaja del cambiador de derivaciones es que sólo inserta las impedancias del transformador o autotransformador y de los suiches semiconductores. El no introduce distorsión armónica y minimizará la distorsión inducida a la carga, pero no filtrará ninguna distorsión de entrada. También tiene un tiempo muy corto de capacidad de sobrecarga.

Por otro lado, este tipo de regulador tiene pasos significativamente discretos para la corrección de tensiones de entrada variables.

11.2.5.5.4. Reguladores de respuesta rápida tipo modulación de fase

Usualmente utiliza control por tiristor (SCR) de la elevación/reducción de los transformadores en combinación con los filtros para proporcionar salida senoidal estable, aún en cargas no lineales típicas como sistemas de computadores. Esto es dado de una manera suave y continua, pero a gran velocidad, eliminando los pasos inherentes en el cambiador de derivaciones. Las cargas pesadas pueden ser entregadas por los inrush de arranque de los procesadores centrales de los computadores o por los motores de los disk drivers mientras se mantiene tensión plena, problema típico con reguladores ferresonantes plenamente cargados.

La potencia del sistema de distribución pasa a través de un transformador de aislamiento de entrada proporcionando disminución de la tensión de utilización. El regulador manejará casi todos los problemas de potencia excepto interrupciones de alguna duración. La potencia es suministrada al regulador que eleva o reduce la tensión de entrada, así la salida es mantenida constante a pesar de la variación de la tensión de entrada o de la carga. Esto se da comparando la tensión de salida con el nivel deseado y por el uso de realimentación para modificar el nivel de elevación o disminución de tal forma que el nivel deseado es mantenido como se muestra en la Figura 11.5.

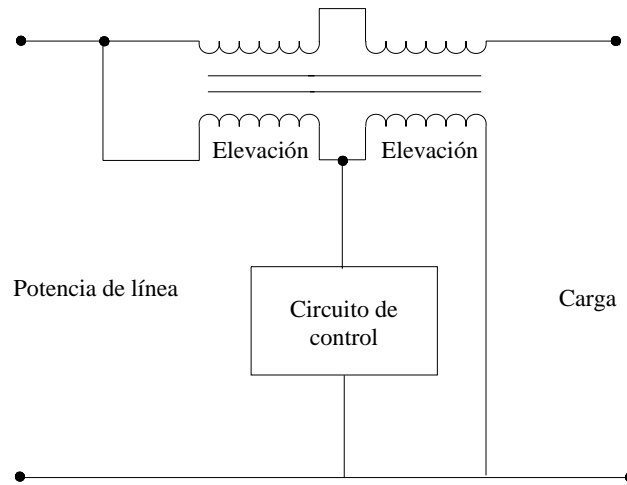


Figura 11.5. Regulador tipo modulación de fase.

El filtro proporciona una trayectoria para un nivel razonable de circuitos no lineales generados por la carga y por el regulador mismo y produce una onda seno de salida con una distorsión armónica total baja con supresión de transitorios incluida. Él, efectivamente elimina los transitorios de sobretensiones de magnitudes típicas en sistemas de potencia.

Algunos reguladores de respuesta rápida tienen la capacidad de acomodarse a uno de los más severos y más comunes tipos de disturbios de potencia, un sag de tensión de más del 50% durante 0.5 segundos resultante de una falla en una línea de potencia vecina despejada por un interruptor. Esto es posible, ya que ellos pueden corregir la tensión de salida dentro de 0.5 segundos del nivel de tolerancia del transitorio (típico equipo sensible), suficientemente rápido para permanecer dentro de su envolvente hasta que retorne la tensión de línea a un nivel cercano al normal como se muestra en la Figura 11.6.

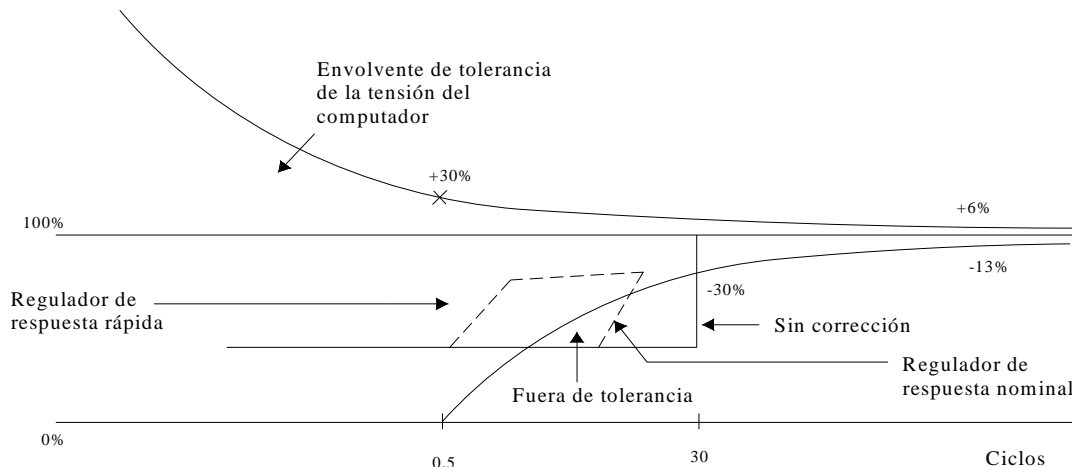


Figura 11.6. Respuesta del regulador a un sag de tensión pronunciado.

Nótese que los reguladores de respuesta normal con el mismo rango de regulación no permanecen dentro de la envolvente. En la configuración usual con transformadores de aislamiento y con amplia capacidad de bajas tensiones, así como los supresores de impulsos transitorios, los reguladores de tensión modernos pueden soportar más problemas de tensión, excepto las interrupciones.

11.2.5.6. Motogeneradores

Consiste en un motor eléctrico que mueve un generador AC de tal manera que la carga es eléctricamente aislada de la línea de potencia. Los motogeneradores son usados ampliamente como fuente de potencia de 400Hz para grandes procesadores centrales de cómputo que requieren esta frecuencia. Puesto que la tolerancia de frecuencia de los computadores es amplia, un motor de inducción sencillo puede ser usado para mover un alternador (generador síncrono sin escobillas), la velocidad cambia con la carga, y las variaciones de tensión de entrada sostienen la frecuencia de salida (la cual es proporcional a la velocidad) bien dentro de la tolerancia, y la tensión constante es mantenida por reguladores que controlan la excitación del campo de los generadores.

Para el caso de 60Hz, sin embargo, la tolerancia de frecuencia para computadores es generalmente de +/- 0.5Hz, usualmente requiere de motores impulsadores de inducción o de motores síncronos más complejos y costosos.

Los motogeneradores pueden brindar la carga de impulsos y de sags de tensión. Para cambios de tensión de línea de +20% o más, la tensión en la carga es mantenida en la normal. Una característica útil del motogenerador, es su capacidad para puentear severos sags o interrupciones de corta duración. El momento de los elementos de rotación le permite al motogenerador soportar salidas o interrupciones de 0.3 segundos. Esto es principalmente limitado por la caída en la frecuencia (velocidad) a medida que la energía está ausente. Este periodo puede aumentarse instalando ruedas de inercia (volantes pesados) como se muestran la Figura 11.7.

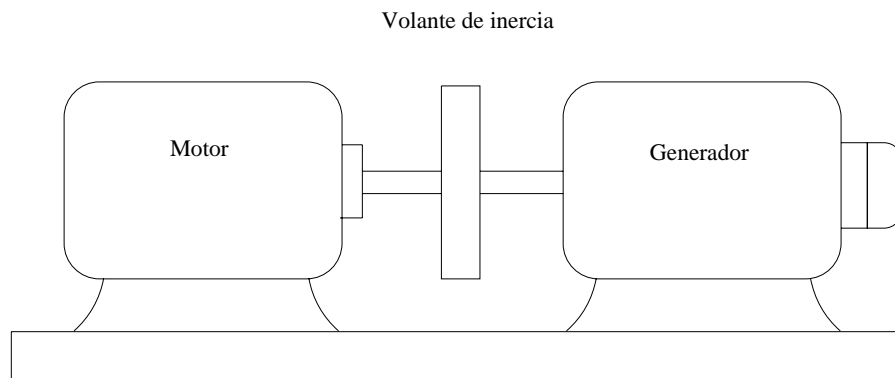


Figura 11.7. Motogenerador con volante de inercia.

Ahora es práctico extender el tiempo lo suficiente para proteger del caso típico de disparos y recierres debido a fallas del alimentador por el uso de motogeneradores de arranque rápidos con volantes de inercia. El costo es considerablemente más alto que los motogeneradores convencionales.

Los problemas de los motogeneradores están principalmente en el lado la carga. Los motogeneradores de alta impedancia de salida, pueden causar sustanciales sags de tensión al responder a repentinos cambios de carga, tales como las corrientes de arranque de motores grandes y la respuesta a los cambios de carga puede ser lenta. También, el motor impulsor puede sobrecalentarse bajo cortes de larga duración o condiciones de tensión de línea bajas a menos que éste sea sobredimensionado.

La eficiencia del motogenerador es relativamente baja pues el costo de la energía consumida durante su vida útil puede ser sustancial. La disipación de calor, el peso, el volumen, y el ruido son factores que

deben ser considerados en su instalación. El comportamiento debe ser inspeccionado y periódicamente reemplazado y lubricado en muchos casos, particularmente cuando se usan volantes de inercia. La confiabilidad, sin embargo, es muy alta.

11.2.5.7. Alimentadores duales con transferencia estática

Si es posible disponer de dos alimentadores de distribución a un costo razonable (algo así como un sistema selectivo secundario como el de la Figura 11.8), el acondicionamiento adecuado de potencia puede proporcionarse para un muy alto porcentaje de problemas de potencia con un suiche automático de transferencia estática. Él puede automáticamente transferir cargas de computadores y otras cargas sensibles cuando repentinamente se pierde la potencia en una de las dos líneas sincronizadas de entrada sin disturbios. El tiempo total de transferencia es de 1/4 de ciclo y no afectará la operación del equipo sensible. La Figura 11.9 ilustra la transferencia automática de un suiche típico.

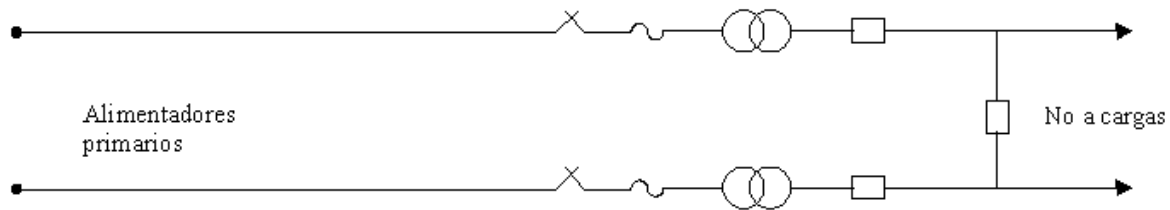


Figura 11.8. Sistema selectivo secundario.

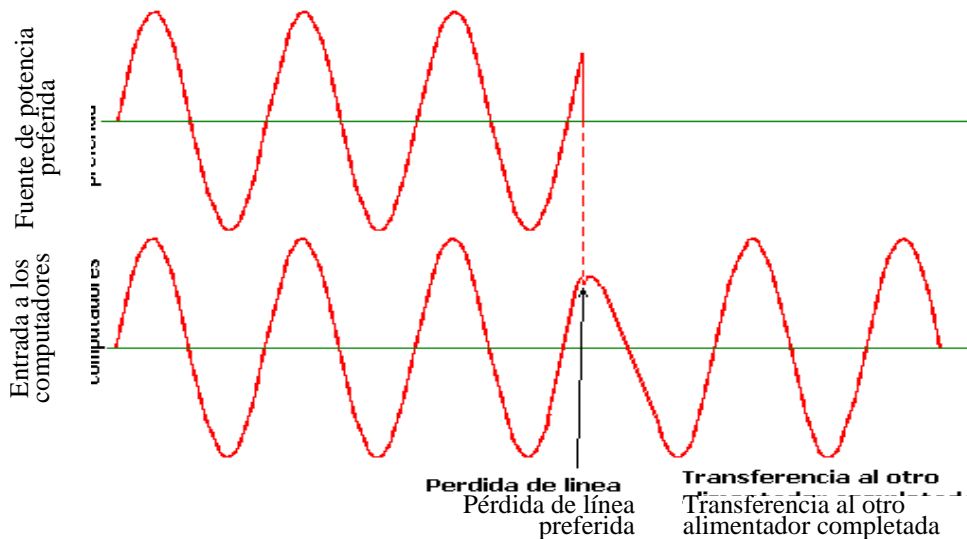


Figura 11.9. Alimentador dual con actuación de suiche estático.

Un suiche estático típico, consiste en dos pares de SCR por fase conectados como se muestra en la Figura 11.10. Cuando la fuente preferida tiene la tensión adecuada, el control lógico guía a sus SCR. La potencia puede luego fluir desde la fuente preferida a la carga. El control lógico es equipado con tres sensores de tensión de la fuente preferida que monitorean sobretensiones, bajas tensiones y pérdidas de tensión como se muestra en la Figura 11.10.

Las desviaciones fuera de estos límites preajustados causarán que el suiche estático transfiera a la fuente alternativa. Sin embargo, la transferencia es prevenida si la tensión de la fuente alternativa no está presente. Sobre la restauración de tensión preferida (de arriba), el retorno al nivel preferido y abajo el nivel de baja tensión para el periodo contemplado, el control lógico chequea el sincronismo de la fase del balance de tensión entre las fuentes preferida y la alternativa y se inicia la transferencia a la preferida. Sí,

durante la operación normal, el mal funcionamiento del suiche estático ocurre que de otra manera causaría un disturbio a la carga, la transferencia automática y el bloqueo a la fuente alternativa se lleva a cabo para mantener la continuidad de potencia a la carga.

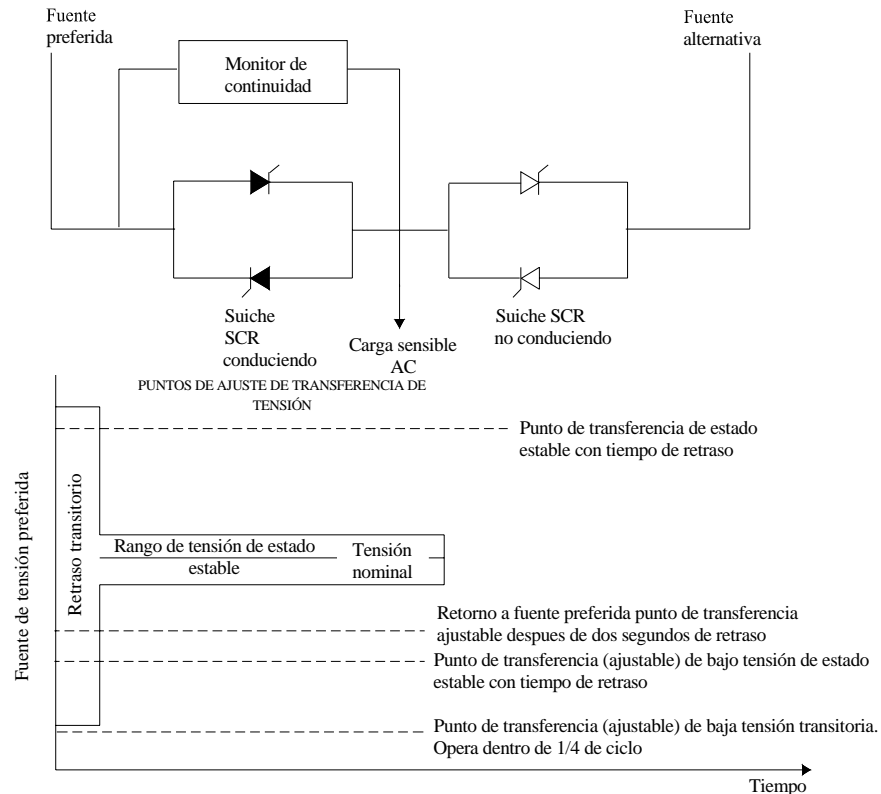


Figura 11.10. Suiche de transferencia estático.

Los suiches estáticos no son efectivos en el evento de una interrupción de las redes de distribución de la empresa de energía y no proporcionan acondicionamiento de potencia si ambos alimentadores presentan sags de tensión simultáneamente, como puede ser el caso de una falla cerca al punto donde los dos alimentadores confluyen. Esa condición puede mejorarse con la adición de reguladores de tensión de respuesta rápida o ferroresonantes instalados aguas abajo.

11.2.5.8. Fuentes de potencia ininterrumpida UPS

Para la operación continua de computadores y otros sistemas sensibles cuando las interrupciones de la tensión de línea duran aproximadamente 0.5 segundos o más (evento común durante despeje de fallas de los alimentadores de distribución), la única solución es una UPS. Una UPS diseñada adecuadamente, puede proporcionar calidad de potencia a los computadores bajo todas las condiciones normales y anormales del circuito de distribución, incluyendo interrupciones mayores de 15 minutos.

Ésta puentea interrupciones de potencia y permite ordenadamente quedar fuera de servicio para interrupciones más largas.

Los sistemas UPS son típicamente de estado sólido, aunque algunos son usualmente hechos usando máquinas rotatorias en combinación con conversión de estado sólido. Los sistemas UPS tiene tres configuraciones grandes, como se ilustra en la Figura 11.11.

Todos los sistemas contienen un banco de baterías. El sistema de línea preferida incluye un cargador rectificador, un inversor estático y un suiche de transferencia automática. El flujo normal de potencia, va

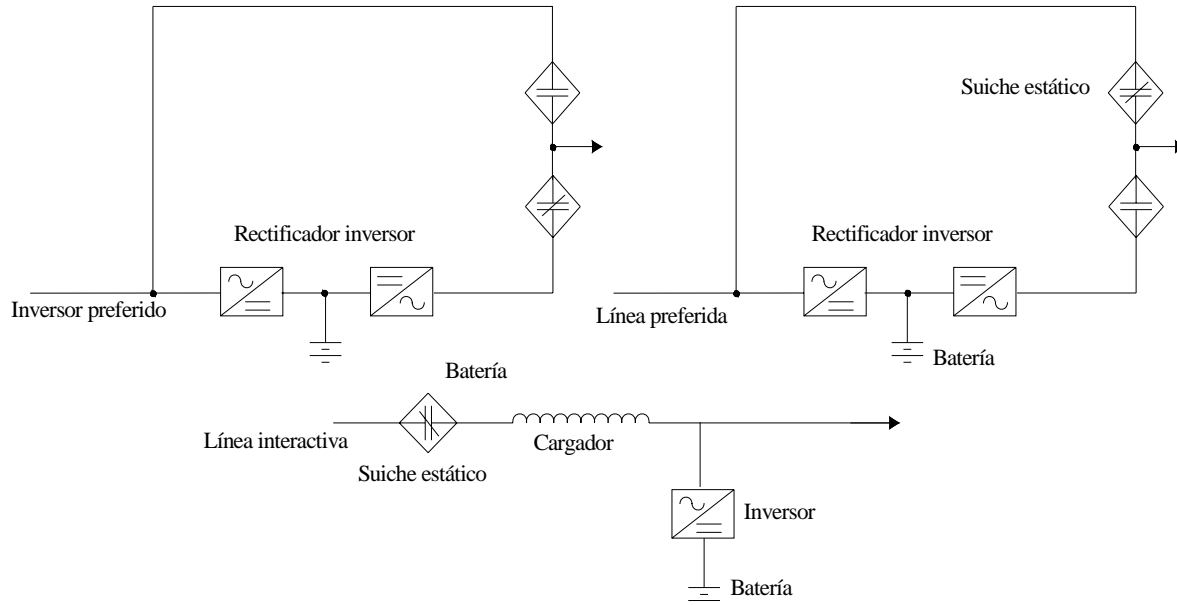


Figura 11.11. Configuraciones de UPS.

directo desde la línea a la carga a través del suiche de transferencia, de tal forma que el acondicionamiento continuo de la línea no es proporcionado. En algunas versiones, sin embargo, se incluye un regulador de voltaje debajo del suiche estático para este propósito. En el evento de pérdida de potencia de entrada, el suiche estático transfiere la carga de los computadores al inversor estático de fase sincronizado que opera desde el banco de baterías flotante. El sensado total y el tiempo de transferencia es posible dentro de 1/4 de ciclo, así que la transferencia no afecta la operación del equipo sensible. La función del cargador rectificador es diseñada para restaurar la carga a la batería después de que la potencia ha retornado y energiza el inversor bajo condiciones de stand-by. A causa de la pérdida de aislamiento completo y protección de potencia, y puesto que éste puede cambiar su modo de operación sobre una falla de potencia, este modelo es generalmente usado para sistemas de computadores pequeños y de bajo costo donde la operación no es altamente crítica.

El sistema de inversor preferido es esencialmente la configuración estándar para aplicaciones de equipo sensible crítico, ya que el aislamiento completo y el acondicionamiento de potencia es proporcionado y el modo de operación no cambia durante una falla de potencia.

Durante una falla de línea AC, la potencia del equipo sensible es suministrada por la batería a través del inversor. No se presenta interrupción de potencia durante la transferencia a la batería (ver Figura 11.12).

Después de la restauración de la línea AC, el cambiador suministra al inversor y recarga la batería automáticamente, limitando los excesos de demanda pico. Varias velocidades de recarga de batería pueden ser ajustadas dependiendo de la aplicación.

Durante cualquier falla en el mismo equipo UPS, el suiche estático automáticamente transfiere la carga AC directamente a la línea AC en menos de 1/4 de ciclo sin discontinuidad de fase. Además, él mantiene la potencia aún a las cargas más críticas, y al mismo tiempo actúa la alarma de falla. Este sistema de

transferencia es necesario para alta confiabilidad puesto que cuando una UPS falla, lo hace muy rápidamente y sin previo aviso (ver Figura 11.13).

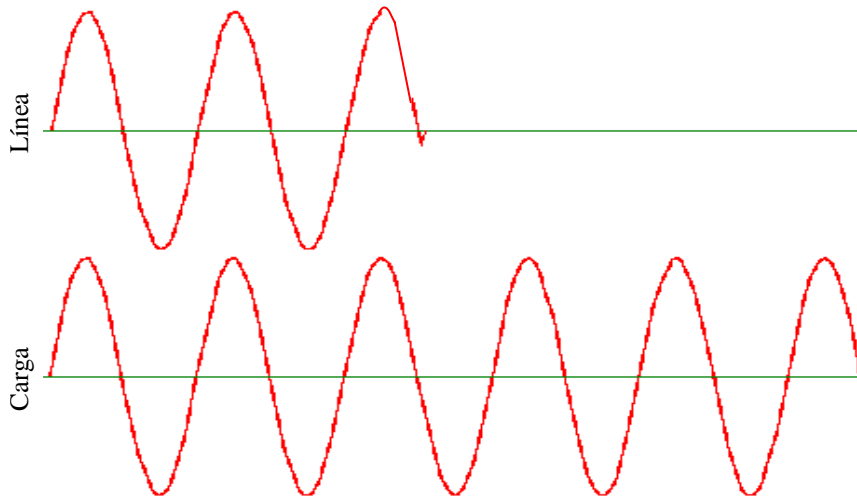


Figura 11.12. Falla en línea de potencia. Sistema inversión preferida.

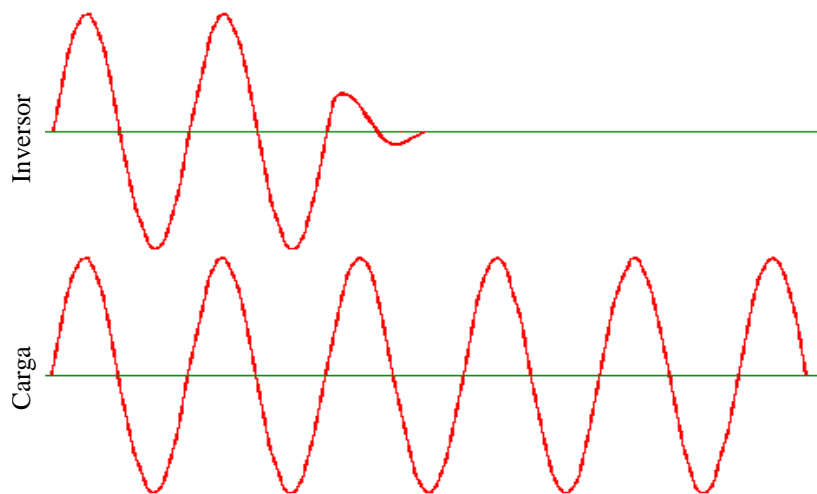


Figura 11.13. Falla de inversor. Sistema con inversor preferido.

Un suiche by pass manual sacará el sistema UP fuera de línea para pruebas o para servicio de mantenimiento sin disturbios en las cargas AC.

Un circuito limitador de corriente en el inversor, opera en conjunto con el suiche estático para soportar arranques inrush y fallas de circuitos ramales, y otras sobrecargas fuentes sin afectar la carga crítica AC. Se ilustra en la Figura 11.14 el efecto del despeje de una falla en un circuito ramal. Los circuitos ramales están coordinados y protegidos con fusibles para prevenir una falla en una rama afectando la operación de otras. La secuencia automática usa la potencia de la fuente by pass para proporcionar la capacidad de sobrecarga temporal necesaria. El oscilograma de la Figura 11.14 muestra la tensión de carga durante la transferencia by pass de la línea (trazo inferior) más la tensión del inversor suprimido por la autoprotección, la acción limitadora de corriente (trazo superior).

Los sistemas de línea interactiva como los sistemas de línea preferida, han encontrado aplicación en los sistemas de equipo sensible más pequeños y menos críticos. Ellos también cambian el modo de operación

sobre una falla de potencia. También pueden proporcionar algo más de acondicionamiento de potencia que el sistema de línea preferida, pero es el menos confiable de los tres sistemas. Normalmente la potencia fluye a través del suiche estático simple y el inductor a la carga de equipo sensible y al convertidor que, en este modo, actúa como un cargador de batería. Por varias técnicas, la tensión a la carga sensible puede ser acondicionada de manera similar a la respuesta rápida o reguladores ferroresonantes. Sobre una falla en la línea el suiche estático es abierto y la función del convertidor es cambiada a la de un inversor entregando potencia al equipo sensible, resultando en un disturbio de menos de 1/4 de ciclo. Es vulnerable a pérdida de salida si hay una falla del convertidor en cualquier tiempo. También, con el convertidor en y fuera de servicio puede no darse sin que incurra en una interrupción momentánea de tensión a la carga. Una versión más reciente provee aislamiento de un convertidor fallado o servido por el uso de un suiche estático. Estos problemas no existen con el sistema de inversor preferido.

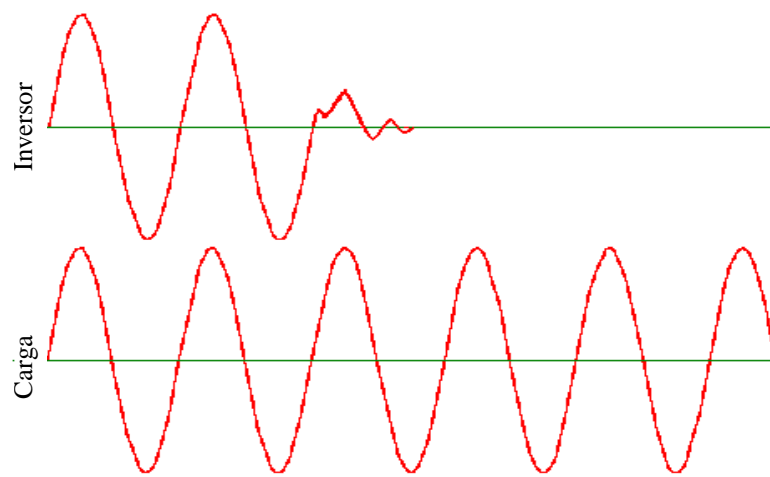


Figura 11.14. Operación del sistema durante el despeje de fallas.

11.2.5.9. UPS y grupo Motor-generador

En los lugares donde hay equipo más sensible, la operación del sistema sin enfriamiento puede extenderse aproximadamente 15 minutos. Más allá de ese tiempo, aún con potencia para equipo sensible disponible, el sistema puede desconectarse. Para mantener interrupciones indefinidas se puede combinar la UP con un grupo motor-generador.

La UPS opera normalmente acondicionando la potencia al equipo sensible con el grupo motor-generador en reposo. Ante una pérdida de potencia, la batería continúa el suministro al equipo sensible mientras las cargas de enfriamiento e iluminación salen fuera de servicio.

Después de un período preajustado (15 a 30 segundos para prevenir arranques molestos), el grupo motor-generador automáticamente arranca y restaura la potencia a los sistemas de enfriamiento y alumbrado y a la UPS. La operación normal de la UPS se reanuda y las baterías no continúan descargándose. Esto permite el uso de baterías más pequeñas (quizá de cinco minutos). Mientras se opera de este modo, el grupo electrógeno puede estar sujeto a repentinos cambios de carga, como el arranque de motores de compresores en el sistema de aire acondicionado. Esto puede causar alteración momentánea de la frecuencia debido al cambio de velocidad de la máquina hasta que es corregido por el gobernador. La frecuencia (y/o su velocidad de cambio) probablemente excede la tolerancia del equipo sensible causando mal funcionamiento. Sin embargo, con la interposición de la UPS, la frecuencia puede ser mantenida dentro de la tolerancia, eliminando el problema.

Los grupos electrógenos incrementan el costo y el mantenimiento de una instalación y se adicionan sólo si se prevén interrupciones largas que causen un problema significativo.

11.2.5.10. Corrector de factor de potencia y de distorsión de línea (PFLDC)

Este dispositivo contiene un arreglo de circuitos que esencialmente proporcionan una trayectoria de cortocircuito para los armónicos generados por todos los elementos de la carga sensible al cual es conectado. Además, el PFLDC tiene una protección contra impulsos integrada así como una atenuación de alta frecuencia.

La función de un PFLDC puede ser incluida en un PDV. Sin esta característica el PDV puede no estar capacitado para trabajar a una carga mayor del 57% sin sobrecalentar el transformador debido a la distorsión. Con el PFLDC conectado al devanado secundario del transformador, la capacidad plena del transformador se puede lograr y la amenaza de la interacción potencial entre los elementos de la carga sensible causada por la distorsión es eliminada.

El PFLDC es esencialmente un filtro que incluye trampas resonantes serie que proveen trayectorias de cortocircuito para los armónicos generados por todos los elementos de la carga sensible al cual es conectado. Al localizarlos cerca de la carga, el problema de corriente excesiva de neutro puede también ser corregido.

11.2.6. Soluciones a las distorsiones de forma de onda inducidas por la carga

- Reducir la impedancia de la fuente de potencia.
- Trasladar las cargas sintomáticas a circuitos de impedancia más baja.
- Remover las cargas que producen armónicos a otros circuitos con fuentes separadas.
- Proporcionar un transformador con regulación ferresonante separado, por cada elemento de carga.
- Usar transformadores en delta.
- Proporcionar un PFLDC cerca la carga.
- En sistemas trifásicos con cargas balanceadas, usar transformadores conectados en zig-zag o el tipo Scott.
- En sistemas trifásicos que suministran cargas monofásicas separadas, el calibre del neutro debe ser el doble que el de las fases.

11.3. Puestas a tierra [1].

El término tierra se refiere a todas las facetas de puesta a tierra incluyendo: seguridad, caminos de retorno de las corrientes de falla, ruido de modo común, protección ante descargas atmosféricas y otros impulsos, barra de cero lógico, apantallamiento, estática, etc.

El sistema de potencia de baja tensión que sirve cargas residenciales es aterrizado (con un adecuado contacto con tierra física) por razones de seguridad, para mitigar el riesgo de choque a las personas y para establecer un sistema de referencia para que:

- Estabilice la tensión a tierra en operación normal.
- Facilite la operación de los equipos de protección en caso de fallas a tierra.
- Limite las sobretensiones en caso de fallas a tierra.
- El usuario pueda acceder a esta referencia, ya que es la tierra física.

- Facilite la utilización de elementos protectores (pararrayos, MOV, tubos de vacío, etc), que derivan a tierra la energía proveniente de descargas atmosféricas y de otras sobretensiones.

El sistema de puesta a tierra juega un papel muy importante en la calidad del servicio. Muchos de los problemas en la operación de equipos electrónicos se deben a prácticas inadecuadas de puesta a tierra. El modelamiento de la tierra es un tema complicado, en general se han usado dos desarrollos:

- Modelos de tierra para bajas frecuencias (DC).
- Modelos para altas frecuencias.

Los modelos para altas frecuencias requieren un completo análisis electromagnético. La escogencia del modelo de tierra puede ser crucial, escoger un modelo independiente de la frecuencia puede producir resultados muy diferentes de sobretensión en comparación con modelos más exactos. El desarrollo de modelos adecuados de tierra permite a su vez optimizar los diseños de las puestas a tierra con un incremento de la calidad del servicio.

Indiscutiblemente no existe un sistema de puesta a tierra perfecto que no involucre costos muy elevados, y por lo tanto, será el buen criterio, la correcta evaluación del costo de riesgo de daño o mala operación del equipo, los determinantes de un buen diseño. Se debe reconocer que el tema de las puestas a tierra es uno de los más actuales y conflictivos por parte de los ingenieros y técnicos que abordan el tema.

11.3.1. Definiciones iniciales

11.3.1.1. Neutro: un neutro es un conductor por el que retornan las corrientes nominales de los equipos o una suma de éstas, normalmente el neutro está referido a tierra física.

11.3.1.2. Tierra de seguridad: es un sistema que garantiza la unión entre las partes metálicas, expuestas a ser tocadas por personas, y la tierra física, con el fin de brindar protección. Cuando se hable de tierra de equipos se debe entender como tierra de seguridad.

11.3.1.3. Tierra de pararrayos: es un sistema que garantiza el "drenaje" hacia la tierra física de las corrientes provenientes de descargas atmosféricas directas sobre el apantallamiento de los edificios.

11.3.1.4. Malla de tierra de la subestación: es la malla del sistema eléctrico de alimentación, a esta malla se conecta el neutro del transformador de alimentación.

11.3.1.5. Tierra remota: tierra ideal, donde no se mueven cargas eléctricas, es decir, donde el potencial se puede designar como cero en todos los puntos.

11.3.1.6. Tierra de referencia: es un punto dentro de un equipo electrónico al cual se le asigna el valor de potencial cero, también se le conoce como masa, común, o tierra lógica.

La Figura 11.15 ayuda a aclarar estos conceptos.

El uso del conductor de neutro como tierra de referencia es inadmisibles debido a que la circulación normal de corriente por el neutro crea una caída de potencial que varía de acuerdo a la carga, desplazando el potencial del terminal de neutro del equipo de la tensión de referencia de cero voltios.

11.3.2. Distribución de masas en equipos electrónicos

Cuando se dibuja el esquema de un circuito electrónico, los puntos de masa se simbolizan generalmente con barras cortas y casi nunca se unen entre sí. Esta convención es útil para que un esquema sea claro, ahora bien, tiene el inconveniente de que una vez el circuito se ha realizado físicamente el orden de las masas no queda determinado y la disposición física de las masas no coincide con lo que debiera ser, introduciendo todos los problemas de ruido que ello puede acarrear. Así pues, en el esquema la distribución de la masa debe quedar siempre determinada y comprendida. En ninguna circunstancia la distribución de las masas debe dejarse al albedrío de terceras personas sin plenos conocimientos de los problemas que el ruido puede ocasionar, ya que mientras una buena distribución de masas puede resolver algunos problemas de ruido, paradójicamente muchos problemas de ruido pueden ser causados por masas mal ubicadas al crear caídas de tensión y bucles de corriente no previstos.

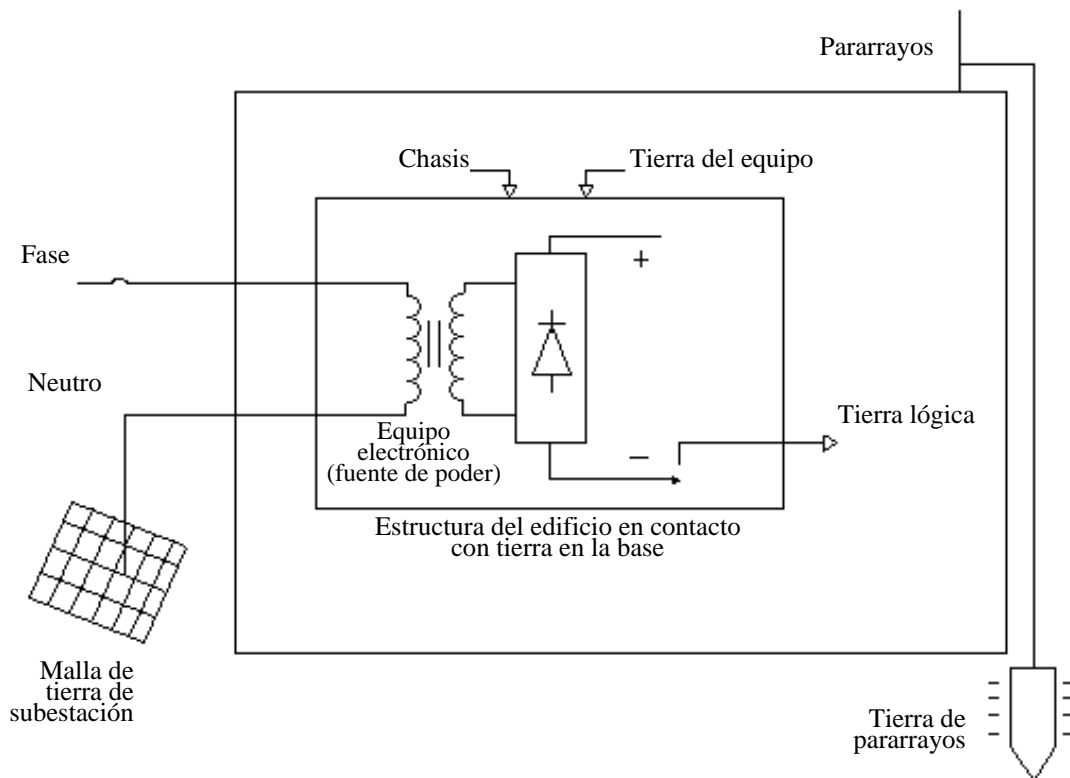


Figura 11.15. Clases de tierras [1].

Como ya se mencionó, la tierra lógica o masa de un circuito electrónico es simplemente un punto en el circuito que se ha designado como nodo de referencia para el mismo. Es claro que este punto no requiera estar conectado a tierra física, la cual es la referencia para el sistema de potencia, pero normalmente sí se hace, con el ánimo de ser consistente con la referencia del sistema de alimentación, y fundamentalmente para mantener la misma referencia entre los equipos centrales y las estaciones remotas.

La mayoría de los sistemas electrónicos utilizan un mínimo de tres retornos de tierra. Las masas de circuitos de bajo nivel de consumo, no se deben conectar en serie con tierras ruidosas como las de subcomponentes de potencia. Una tercera tierra se usa para las carcasas por razones de seguridad; los tres sistemas de tierra se deben conectar en un solo punto a la tierra de entrada.

La tierra no es una superficie equipotencial y en ella hay inmersa una gran cantidad de ruido electromagnético. Esta y otras propiedades eléctricas llevan a que no se pueda utilizar como conductor de retorno para las señales en un circuito electrónico. Igualmente la masa que forma el chasis es generalmente ruidosa y no debe utilizarse como retorno de ningún circuito, solo debe conectarse en un solo punto a la tierra.

El principal objetivo en la distribución de tierras debe ser la eliminación de cualquier bucle de tierra, ya que proporcionan un camino para la circulación de corrientes ruidosas, las cuales causan los principales problemas relacionados con las tierras. En la Figura 11.16 se muestra una conexión inadecuada de tierras, en la cual la tierra de referencia es conectada al chasis y a tierra, formando una trayectoria para la circulación de corrientes ruidosas.

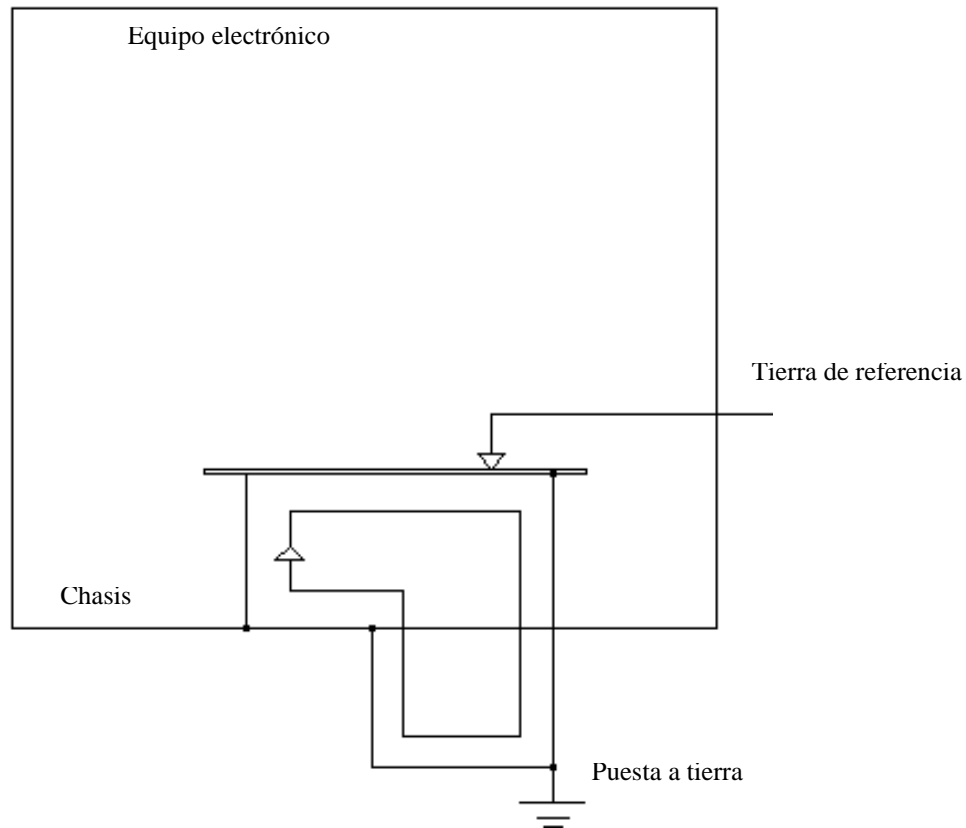


Figura 11.16. Conexión inadecuada de tierras.

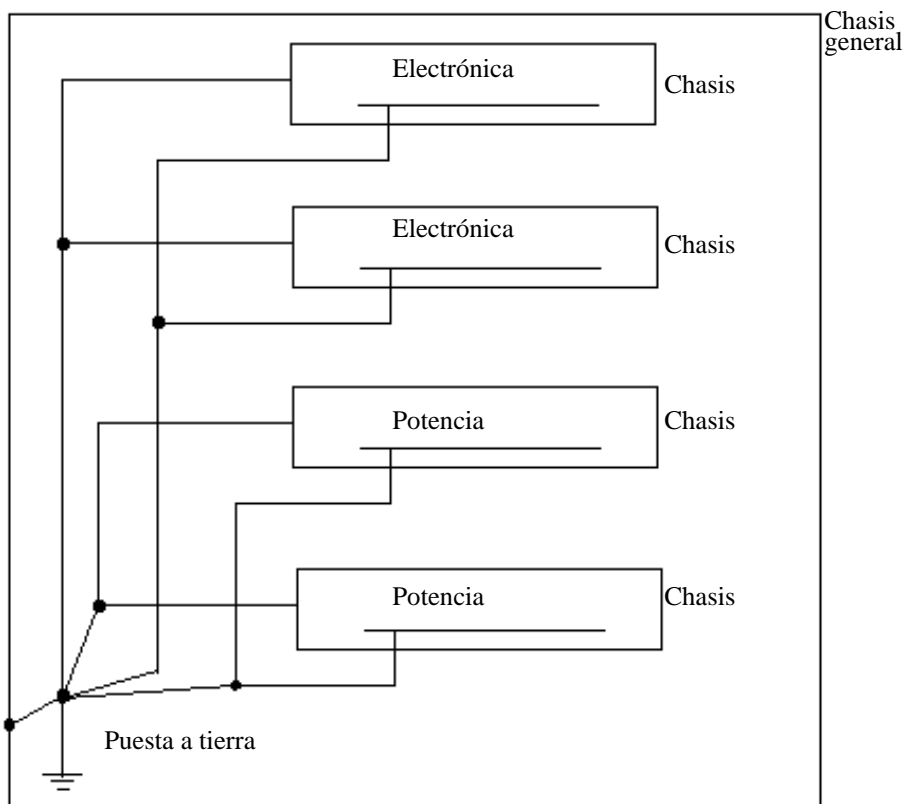


Figura 11.17. Distribución correcta de tierras.

En la Figura 11.17 se muestra una correcta distribución de tierras, en la que las tierras de elementos de potencia se han independizado de las de los elementos electrónicos de bajo consumo, sin embargo, todas ellas se han conectado en un solo punto a la tierra.

En un cable plano, caso de un bus de datos, cada línea de señal debe ir junto a una de masa. Debido a problemas de costo, algunos diseñadores sólo usan una única línea de retorno de masa. Ésta es una práctica no recomendable, ya que de esta forma cada bucle de circuito es una fuente de radiación o absorción de ruido, al introducir líneas de masa intercaladas con las de señal se minimizan las áreas de los bucles reduciendo los problemas de ruido.

La presencia de armónicos triples en las redes puede producir diferencias de tensión apreciables entre el neutro y la tierra, esta diferencia de tensión aparece como un ruido de modo común en los sistemas electrónicos, por lo que se debe limitar al máximo estas componentes armónicas.

11.3.3. Tierra aislada

Históricamente, computadores y otros equipos sensitivos han sido puestos a tierra usando un sistema de puesta a tierra aislada, siguiendo las recomendaciones de los fabricantes y distribuidores de estos equipos. La razón por la cual los distribuidores y fabricantes recomiendan hacer una puesta a tierra aislada (separada de la malla de tierra del sistema eléctrico de alimentación y de la estructura metálica del edificio), es la de evitar perturbaciones en el sistema de tierra del equipo originadas por fenómenos que afectan el sistema de potencia. Efectivamente, la tierra del sistema eléctrico (o de la estructura del edificio) contiene ruido eléctrico debido a corrientes de retorno y acoplamientos inductivos y capacitivos.

En muchas ocasiones a pesar de tener un sistema de tierra aparentemente aislado se instala muy cerca de las puestas a tierra del sistema de potencia. En este caso, se quebranta el principio de tierra aislada, ya que se está dentro de la esfera de acción de las tierras ruidosas del sistema de potencia.

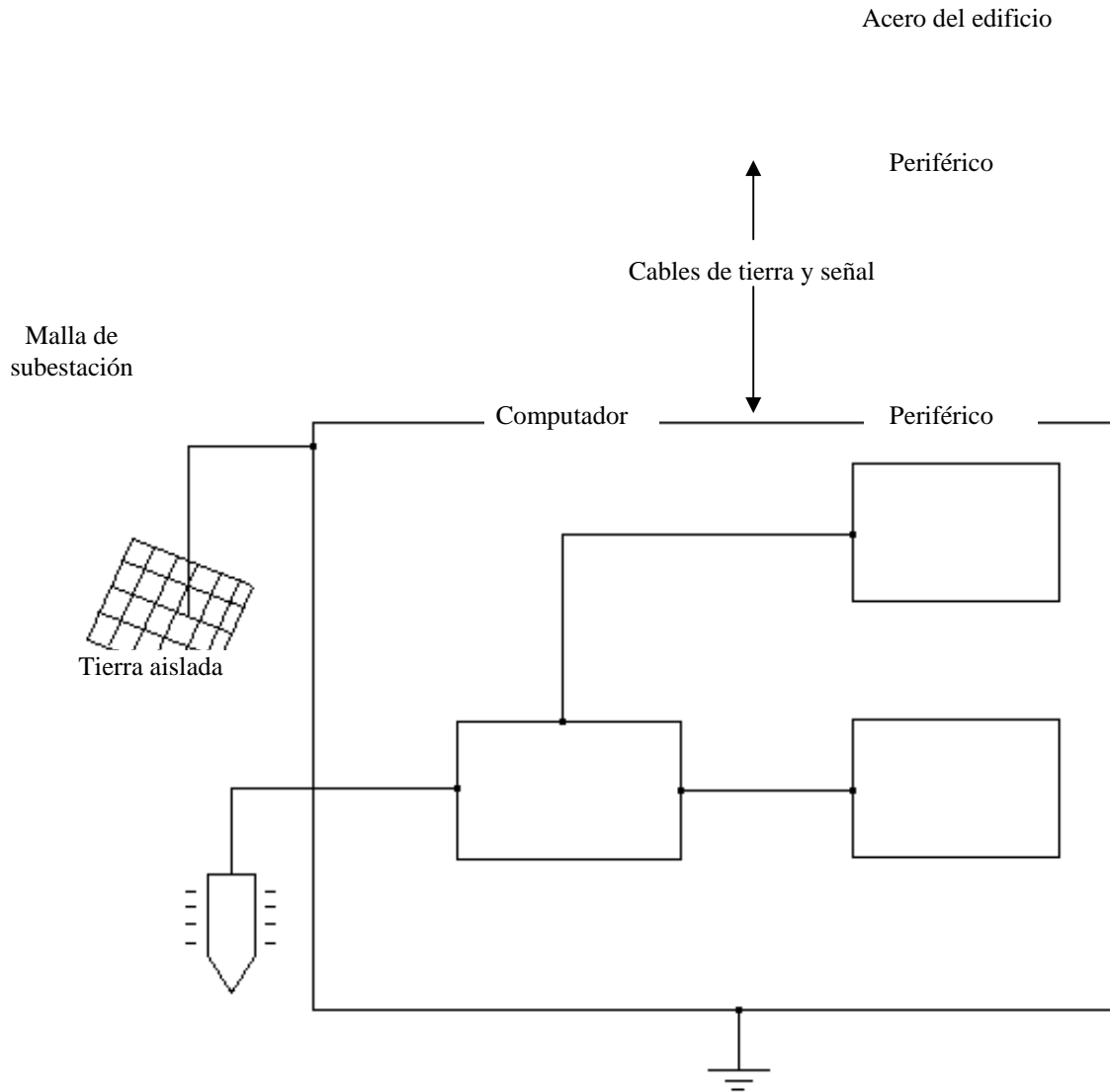


Figura 11.18. Conexión de computador y periféricos a una tierra aislada.

Las principales características de un sistema de puesta a tierra aislada son:

- El computador y todos sus periféricos son conectados de acuerdo a la Figura 11.18. Aislados de la puesta a tierra del sistema de potencia y de la estructura del edificio.
- Si por algún evento se eleva la tensión de la tierra de la estructura respecto a la referencia de tierra remota, se puede presentar una sustancial tensión entre el computador y la estructura del edificio debido al acople electrostático. Las descargas atmosféricas son una causa del problema, la tensión desarrollada puede dañar los componentes del equipo, incluso estando desconectado.

- En el caso de una falla a tierra en el computador, la relativa alta resistencia de electrodo de un sistema aislado hace que no operen los sistemas de protección, con lo que la tensión de línea queda aplicada al sistema de puesta a tierra y al chasis, pudiendo causar mayores daños al equipo. Si la tierra de referencia está conectada a la tierra de seguridad se elevará peligrosamente la tensión en la referencia.
- Cuando hay terminales remotos conectados al computador y puestos a tierra individualmente a través de un electrodo aislado, pueden aparecer tensiones peligrosas entre los terminales remotos y los dispositivos semiconductores del computador principal. Para resolver este problema se utilizan repetidores aislados (MODEM) y optoacopladores. Con el uso cada vez mayor de la fibra óptica se irá eliminando este problema.

11.3.4. Sistema de puesta a tierra centralizada

La solución a la mayoría de los problemas que se tienen con la filosofía de tierra aislada es la tierra centralizada o única. En ella las tierras del computador principal y de sus estaciones remotas se conectan con cables aislados a 600 voltios y conducidos hasta una sola puesta a tierra. El punto preferido de conexión es la malla de tierra de la subestación de alimentación de potencia, pero eventualmente podría ser cualquier otro punto del sistema de tierras del edificio, aunque en este caso se debe acondicionar cuidadosamente debido a las resistencias involucradas. Todo terminal remoto es conectado a tierra local en un solo punto, los MODEM y los optoacopladores son usados para la transmisión de datos.

Se debe tener cuidado en este sistema, ya que no es lo mismo conectar las tierras, por ejemplo, a un punto de la estructura del edificio, que conectarlas a la misma estructura del edificio pero en diferentes puntos, en este último caso se tendrían trayectorias de corrientes ruidosas. Este tipo de corrientes circulantes se pueden incrementar en eventos tales como: operación de pararrayos, ejecución de soldadura eléctrica a la estructura del edificio y ante fallas a tierra.

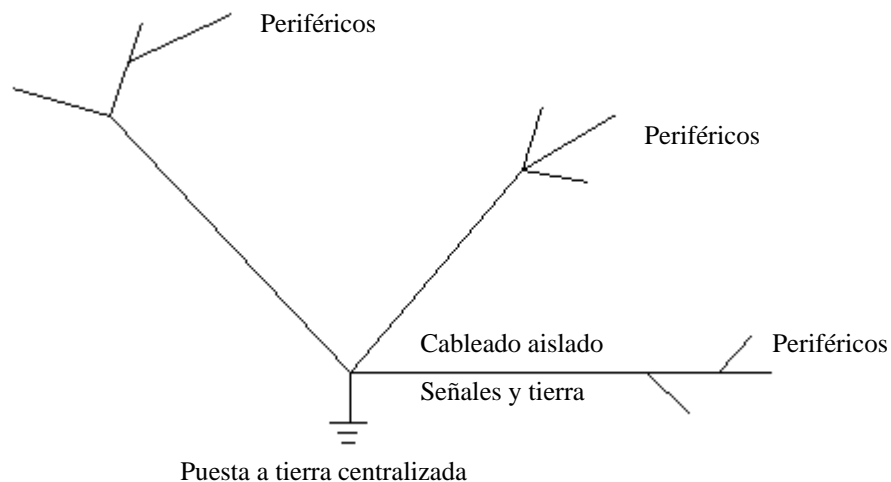


Figura 11.19. Puesta a tierra centralizada.

Cuando ocurre una descarga atmosférica sobre el edificio o sobre las líneas del sistema de potencia se eleva simultáneamente el potencial del edificio y del computador, de tal forma que la diferencia que aparece no ocasionará daños. El uso de MODEM soluciona el problema de diferencias de tensión entre el computador y terminales remotos.

Con respecto a las interferencias en la tierra debidas a la red de 60Hz sobre el computador, la puesta a tierra centralizada también puede eliminar este tipo de problemas debido a que las tomas de tierra en los equipos se hacen en forma radial, partiendo de un solo punto, como se muestra en la Figura 11.19.

Los cables de interconexión de tierras deben ser aislados (600 voltios) y diseñados con el calibre adecuado para disminuir las posibles caídas de tensión. Siempre se debe garantizar una conexión entre el neutro del sistema de potencia y el electrodo de tierra centralizado. Esto permite el retorno de corrientes de falla (en carcizas) al neutro del transformador de alimentación, evitando con ello la disipación obligada de corrientes a tierra física, en este caso, si el conductor del sistema de tierra está correctamente dimensionado no se elevará apreciablemente el potencial de la referencia.

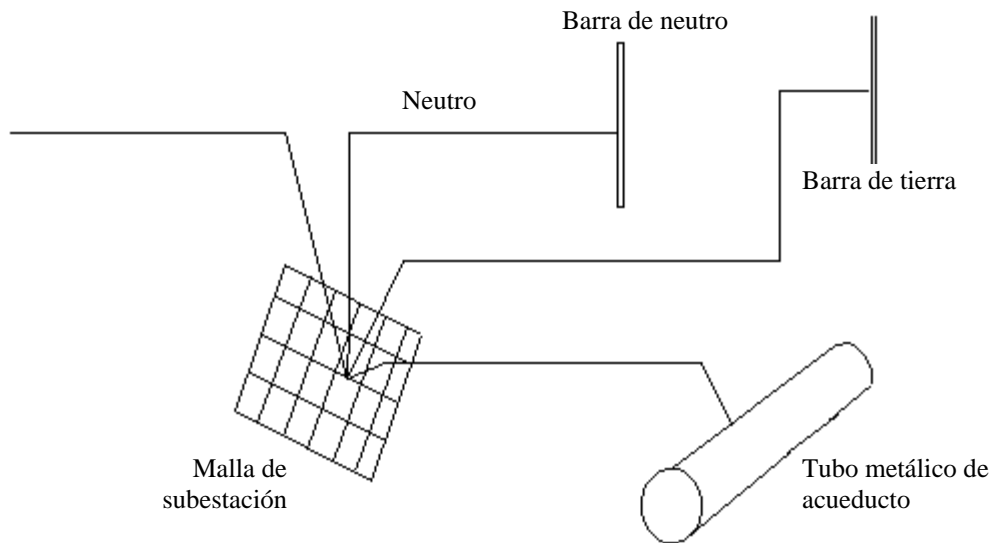


Figura 11.20. Conexión de tuberías metálicas de acueducto a la malla de la subestación.

Normalmente la tierra de la subestación se acomoda más a una puesta a tierra de protección, ya que en casi todos los casos de subestaciones de baja tensión (menores a 13.2KV) la mayoría de corriente de falla retorna por el neutro del transformador de alimentación y no por la tierra, por lo que el diseño obedece más a una tierra de seguridad y no de disipación. Todo lo que hay que garantizar es que todas las partes metálicas expuestas a contactos con los conductores energizados tengan su respectivo retorno al neutro del transformador.

Es recomendable conectar el punto de tierra centralizado también al sistema de acueducto, con tubos metálicos, ya que éstos ofrecen una impedancia relativamente baja en paralelo con el neutro del transformador, como se muestra en la figura 11.20.

11.3.5. Consideraciones adicionales respecto a la puesta a tierra

Si un terminal remoto es alimentado por una fuente local y las señales transmitidas al computador principal están referidos a la tierra de este último, el chasis y la tierra de referencia del terminal remoto se deben conectar a los cables de tierra y al chasis del computador principal tal como se muestra en la Figura 11.21.

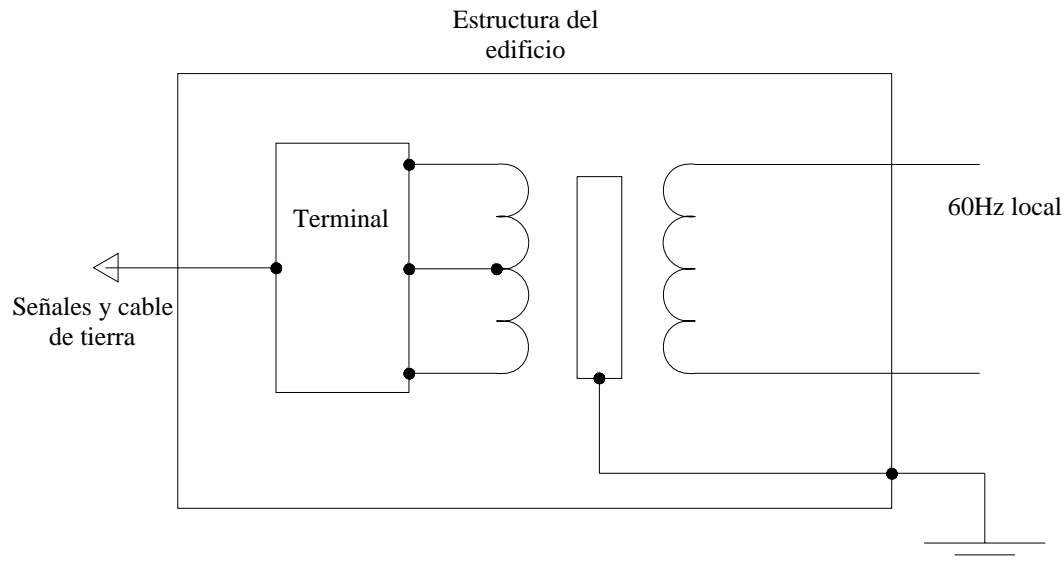


Figura 11.21. Conexión al punto de tierra centralizado al chasis del computador.

Normalmente la tierra de seguridad puede unirse con la tierra de referencia para luego conectarlas al punto de tierra centralizado. Cuando ese no es el caso, las carcasas pueden conectarse a tierra a través de las estructuras del edificio sin requerirse mayores exigencias en cuanto a ruido, ya que son conexiones de seguridad (siempre y cuando fallas en el equipo ocasionen corrientes con magnitud suficiente como para hacer actuar los elementos de protección). Por otra parte, la conexión de las tierras de referencia de los circuitos electrónicos a una buena tierra (puede ser una varilla de puesta a tierra dedicada expresamente para ello) minimiza la aparición de tensiones ruidosas en las referencias.

Cuando ocurren fallas o transitorios de alta frecuencia y alta energía, se pueden presentar significativas diferencias de tensión entre la tierra de seguridad y la de referencia ocasionando muy probablemente un daño dentro del equipo, al unir estas tierras a través de un condensador se controlan los cambios rápidos de tensión entre las dos tierras disminuyendo significativamente el riesgo de falla.

Generalmente la tierra de pararrayos es diseñada como una tierra aislada (debido a que puede ocasionar alta interferencia), sin embargo, puede ser conveniente interconectarla con la tierra centralizada a través de descargadores o capacitancias (algunos recomiendan inductores), con el ánimo de limitar el acople electrostático entre los equipos y el edificio.

Por ultimo se puede puntualizar lo siguiente:

- El diseño de un adecuado sistema de puesta a tierra soluciona muchos de los problemas de ruido y seguridad en los equipos electrónicos.
- El tema de puesta a tierra es más complejo de lo que podría pensarse, por ello se exige del diseñador de puestas a tierra un buen conocimiento al respecto.
- El sistema centralizado de puesta a tierra ha demostrado ser mucho más adecuado que el sistema aislado tradicionalmente recomendado por los fabricantes.
- Existen varios tipos de tierra, ello no quiere decir que para cada una de ellas se deba disponer de un sistema de tierra, agrupar en uno solo varios sistemas de tierra es en la mayoría de las veces necesario técnicamente, además de ser lo mejor desde el punto de vista económico.
- Se debe asegurar una conexión entre el punto de tierra centralizado y el neutro del transformador de alimentación del sistema de potencia. Esto está de acuerdo con The National Electrical Code (NEC de USA).

11.4. Descargas atmosféricas en sistemas de distribución

Las descargas atmosféricas son una de las causas externas a la que más se le atribuyen problemas de calidad del servicio en los sistemas de energía eléctrica. Este tipo de eventos, puede ocasionar desde salidas momentáneas hasta fallas de aislamiento en los equipos de los usuarios.

Salidas momentáneas se presentan al operar los equipos de interrupción para extinguir el arco de corto circuito debido a una falla de aislamiento originada por una descarga atmosférica. Incluso, la operación de pararrayos al derivar la energía de descarga a tierra conlleva a caídas de tensiones, muchas de ellas intolerables para las cargas de los usuarios.

Problemas mucho más graves se dan cuando descargas atmosféricas alcanzan, a través del sistema de potencia, los equipos de los usuarios, ya que se pueden desencadenar fallas de aislamiento provocando daños permanentes a los equipos de baja tensión. En el mejor de los casos el resultado será una desconexión del equipo, originada por los dispositivos de protección propios del equipo o de las instalaciones de baja tensión.

Los sistemas de alta tensión están diseñados para soportar con éxito las descargas atmosféricas, por lo menos con nivel muy bajo de riesgo, para ello se usan apantallamientos efectivos en las líneas de transmisión, pararrayos en las subestaciones, torres puestas a tierra con valores bajos de resistencia, etc. Desafortunadamente los sistemas de distribución no cuentan con la robustez necesaria para soportar las descargas atmosféricas, esto es debido fundamentalmente a su bajo nivel de aislamiento y a que no se les ha prestado la suficiente atención por considerar que los sistemas de distribución son menos importantes.

La efectividad de los cables de guarda en líneas de distribución ante descargas directas es algo discutible, por lo general una descarga sobre el cable de guarda degenerará en un flameo inverso debido al bajo nivel de aislamiento de este tipo de líneas. En realidad, son las descargas indirectas cercanas las que causan la mayoría de las salidas debidas a este fenómeno, la magnitud de las tensiones inducidas superan en muchos casos el nivel de aislamiento en líneas de distribución, es precisamente para el caso de las tensiones inducidas donde el cable de guarda se puede llegar a justificar en líneas de distribución al actuar como una precaria jaula de Faraday.

Se debe tener en cuenta que la probabilidad de una descarga directa sobre una línea de distribución aérea en una zona urbana es muy baja, debido a la poca altura de la línea y al apantallamiento natural que ofrecen las edificaciones adyacentes. El uso de estructuras de madera mejora el comportamiento (con respecto a estructuras metálicas) ante descargas atmosféricas, esto se debe al aumento en el nivel de aislamiento que ofrece la madera y al efecto extintor de arco al quemar la madera la corriente de descarga.

Es indiscutible que el mayor desgaste en mantenimiento y operación en redes de distribución por parte de las empresas electricadoras se centra en el cambio de aisladores, pararrayos, fusibles, quema de transformadores. La experiencia ha demostrado que las descargas atmosféricas son la principal causa de este tipo de daños.

Estudios realizados en Colombia (EEB - U. Nacional) y otros países, muestran que transformadores de distribución aparentemente bien protegidos con pararrayos han fallado ante descargas atmosféricas, una explicación plausible a este tipo de fallas se presenta en (EEB - U. Nacional) basada en el concepto de lazos mínimos.

Fallas externas en los transformadores evidenciadas por flámeos a través de los bujes del transformador, pueden ser explicadas por la aparición de tensiones inducidas al operar el pararrayos del transformador. Las sobretensiones y daños originados por este tipo de tensiones inducidas se minimizan con una adecuada instalación del pararrayos, reduciendo al mínimo los lazos inductivos entre las conexiones del pararrayos y el transformador.

En Estados Unidos de América se ha desarrollado el concepto de "LOW - SIDE CURRENT SURGES" para explicar el fallo interno de transformadores en el lado de alta tensión, aparentemente bien protegidos con pararrayos en este lado.

11.5. Corrientes impulsivas en el lado de baja tensión

Tradicionalmente, los transformadores de distribución se han protegido contra descargas atmosféricas instalando pararrayos en el lado de alta tensión del mismo, no es práctica común hacer lo mismo en el lado de baja tensión (secundario). Cuando se presenta una descarga en la línea primaria, la onda de sobretensión hace actuar el pararrayos del transformador, la corriente de descarga fluyendo a través del pararrayos es derivada a tierra por diferentes caminos, como se muestra en la Figura 11.22.

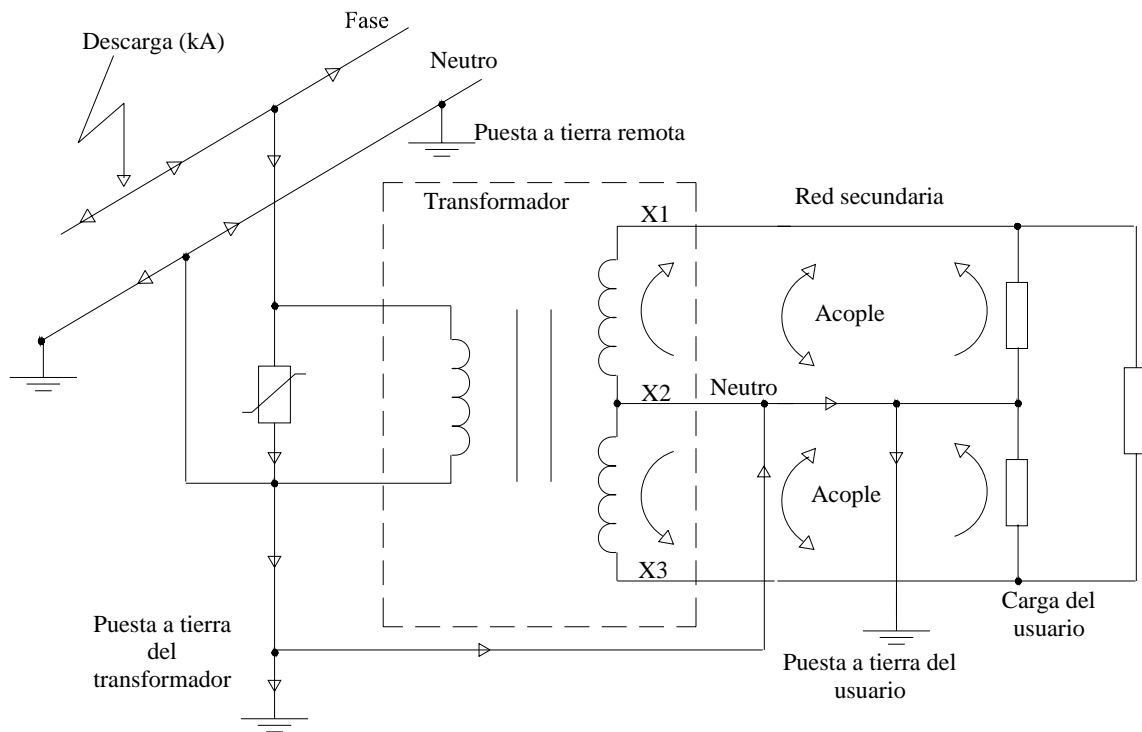


Figura 11.22. Derivación a tierra de la descarga presentada en la red de distribución.

La descarga fluyendo hacia la puesta a tierra del usuario ve tres caminos paralelos:

- El cable de neutro en el secundario.
- Dos caminos a través del secundario del transformador.

La mayor parte de la corriente fluye a través del cable de neutro del secundario, causando una apreciable caída de tensión a lo largo de su longitud como se muestra en la Figura 11.23.

$$e = M \frac{di}{dt} \quad (\text{tensión inducida}) \quad (11.1)$$

$$V_{oc} = Ri + (L - M) \frac{di}{dt} \quad (11.2)$$

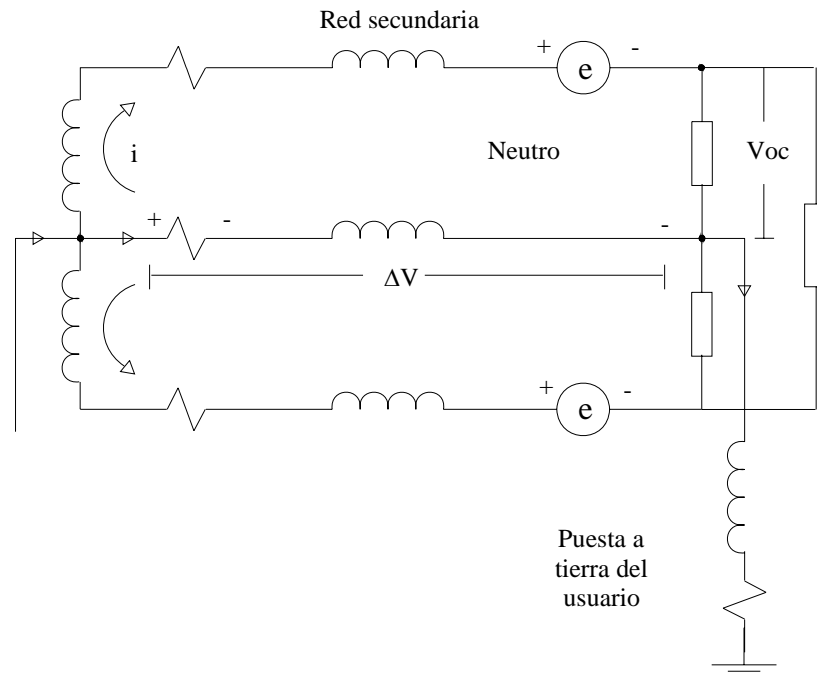


Figura 11.23. Flujo de corriente de descarga por el neutro del secundario.

Esta tensión de circuito abierto es el que obliga a una circulación de corriente a través de los devanados secundarios del transformador y la carga del usuario. La división de corrientes durante la parte inicial del transitorio es gobernada por las inductancias presentes en el circuito, las inductancias limitantes en la Figura 11.23 son las del devanado secundario del transformador, las del cable secundario y las presentes en la carga.

Un fenómeno similar al de corrientes impulsivas en el lado de baja tensión se presenta cuando la descarga afecta directamente la red secundaria. La probabilidad de un impacto directo a la red secundaria es mucho menor que la probabilidad de un impacto a la red primaria, esto se debe a que las redes secundarias tienen una menor altura y están más apantalladas por obstáculos naturales; sin embargo, tensiones inducidas debidas a descargas atmosféricas cercanas pueden afectar frecuentemente las redes secundarias.

11.5.1. Efecto sobre los transformadores de distribución

Transformadores aparentemente bien protegidos con pararrayos han fallado inexplicablemente, la observación de estos transformadores ha indicado que el aislamiento entre capas ha fallado en los devanados de alta tensión.

Algunos transformadores son diseñados con secundarios entrelazados para balancear los amper-vuelta ante condiciones desbalanceadas de carga. En condiciones balanceadas los amper-vuelta de una mitad del devanado secundario se compensa con los de la otra mitad sin necesidad de entrelazar los secundarios.

Las corrientes impulsivas de descarga fluyendo a través de los devanados secundarios, producen un flujo de dispersión en los devanados de alta tensión, este flujo puede ocasionar tensión inducidas entre las capas del devanado primario, lo suficientemente altas como para producir una falla de aislamiento, a pesar de haber operado el pararrayos.

Los transformadores entrelazados generan un menor flujo neto de dispersión en comparación con transformadores no entrelazados, esto se debe a la compensación de los amper-vuelta en los transformadores entrelazados. Por ello, los transformadores entrelazados son mucho menos vulnerables ante impulsos de corriente en el lado de baja tensión.

Los transformadores con secundarios entrelazados, se espera sean inmunes a este problema ante pulsos equilibrados debido a su baja impedancia. Sin embargo, se han observado fallas en este tipo de transformadores que se han atribuido a pulsos en baja tensión, una explicación posible es la presencia de corrientes impulsivas en cada mitad del devanado secundario significativamente desequilibradas. Una situación en la cual esto puede ocurrir, es cuando ha habido una pérdida de aislamiento (cortocircuito) entre una sola de las fases y neutro en uno de los equipos del usuario.

11.5.2. Parámetros que afectan las sobretensiones en baja tensión

A continuación se analizan los parámetros que más afectan las sobretensiones en las redes secundarias debidas a las corrientes impulsivas originadas por descargas atmosféricas.

11.5.2.1. Efectos del diseño del transformador

Los transformadores entrelazados tienen una menor impedancia en el secundario, por lo que pueden soportar mejor este tipo de eventos, desafortunadamente esto es contraproducente para la carga del usuario. La tensión a través de los equipos del usuario, es proporcional a la corriente impulsiva que fluye por las fases en la red secundaria, esta corriente es mucho mayor si el transformador es entrelazado.

11.5.2.2. Efecto del pararrayos en baja tensión

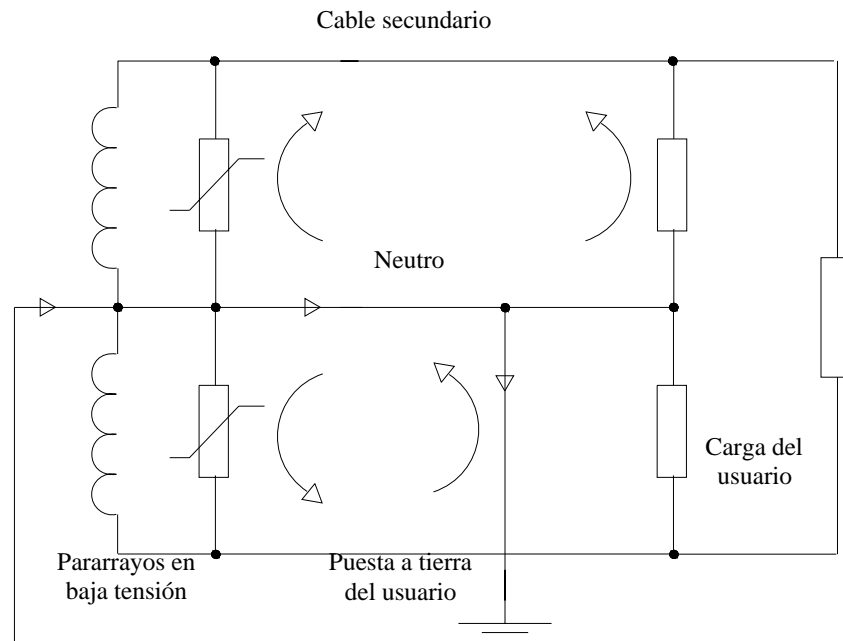


Figura 11.24. Pararrayos puenteando el secundario del transformador.

Los pararrayos colocados a través de los devanados de baja tensión en transformadores no entrelazados son efectivos para limitar la tensión transferida a los devanados de alta tensión. Sin embargo, los pararrayos en el lado secundario no ofrecen protección para los equipos del usuario, de hecho, los pararrayos aplicados en

transformadores no entrelazados pueden incrementar las sobretensiones sobre la carga aproximadamente al mismo nivel que se presentan en transformadores entrelazados.

El pararrayos simplemente puentea el secundario del transformador removiendo esta impedancia del circuito (Figura 11.24), por ello, más corriente, y por ende una mayor sobretensión aparecerá aplicada sobre los equipos del usuario.

Los pararrayos a la entrada de las instalaciones del usuario (contador o gabinete) pueden no proteger en todos los casos en que se presente este fenómeno, MOV adicionales son requeridos en las tomas de los equipos sensibles. Prácticas inadecuadas de puesta a tierra dentro de las instalaciones del usuario pueden incrementar el problema al permitir un flujo de corriente más allá del gabinete del usuario, en este caso el uso de una tierra centralizada soluciona el problema.

11.5.2.3. Efecto de la carga

La corriente que fluye a través del transformador fluye también a través de la carga, por ello la carga es un factor determinante de la corriente que puede fluir. La tensión pico en los devanados primarios en transformadores no entrelazados, es generalmente proporcional a la corriente impulsiva en el secundario, la cual se incrementa con el incremento de la carga. Las sobretensiones a que están sometidas las capas de los devanados primarios en transformadores entrelazados son relativamente insensibles a los cambios de corriente con la carga, esto se debe a que la tensión residual en el pararrayos que queda aplicada a través del devanado primario es generalmente más alta que la tensión inducida por el impulso de corriente en el secundario.

De lo anterior se concluye que el transformador tiene más riesgo cuando la carga es alta, o ha habido una disrupción a través de ella, el riesgo para el transformador crece cuando la carga va siendo más resistiva. Todo lo contrario sucede con la carga, entre más baja sea mayores serán las sobretensiones que se presenten en ella.

11.5.2.4. Efectos de la longitud del cable secundario

El realmente responsable del problema de impulsos de corriente en baja tensión es el cable secundario, la cantidad de corriente que fluye por el transformador y la carga depende de la caída de tensión neta entre el neutro y las fases. Es de esperar que entre mayor longitud tenga el cable secundario se presente una tensión neta mayor, ocasionando sobretensiones más elevadas tanto en el transformador como en la carga. En realidad lo que se tiene es un efecto de saturación y por encima de 16 metros, el incremento de longitud no tiene efectos significativos en las sobretensiones.

11.5.2.5. Tipo de cable

La tensión neta desarrollada en el cable secundario se debe fundamentalmente a la diferencia entre la inductancia propia del neutro y la mutua entre neutro y fase. Los cables entorchados tienen un mejor comportamiento debido a una menor diferencia entre las inductancias propias y mutuas, adicionalmente captan menores tensiones inducidas y ruidos debidos a descargas cercanas. El uso de cable apantallado puede reducir dramáticamente la tensión en el transformador y en los equipos del usuario, ésta es la mejor solución pero tiene el inconveniente de lo elevado de sus costos.

11.5.2.6. Varios usuarios

Cuando hay más de un usuario conectado al mismo transformador, el resultado es una disminución en los esfuerzos que debe soportar el transformador y los equipos de los usuarios. Esto se debe a que hay un mayor número de caminos paralelos para derivar a tierra las corrientes impulsivas de descarga.

11.5.2.7. Resistencias de puesta a tierra

Los elementos inductivos juegan un papel significativo en la división de la corriente en el frente del pulso, pero las resistencias de tierra determinan básicamente la división del grueso de la corriente de descarga. Por ello deben estar mucho mejor conectados a tierra el transformador y su neutro primario que las instalaciones del usuario, para disminuir la corriente que circula por los cables secundarios. Esto en algunas ocasiones no se presenta, especialmente cuando el usuario está aterrizado a través de la red metálica del sistema público de acueducto de la localidad.

11.6. Sobretensiones en los equipos del usuario [1].

Los equipos de los usuarios se ven sometidos a una gran variedad de sobretensiones tanto de origen externo como interno. Las sobretensiones externas son ocasionadas principalmente por descargas atmosféricas (directas o inducidas), y por operaciones de maniobra remotas cuyos efectos viajan a través del sistema alcanzando las redes de baja tensión.

El origen de las sobretensiones internas son la maniobra ON-OFF de las cargas del mismo usuario. Aunque es de esperarse que estas maniobras resulten en eventos de poca energía, el hecho es que su repetitividad y la alta sensibilidad de los equipos modernos hacen que este tipo de eventos se deban tener muy en cuenta. La mayoría de los problemas de calidad del servicio son originados dentro de las instalaciones del mismo usuario.

Es difícil encontrar información detallada de tasas de falla debidas a transitorios en equipos electrónicos. Los pocos datos que se reportan en la literatura técnica, muestran que picos de 2000 voltios son bastante comunes, equipos que sólo sean capaces de resistir 900 - 600 voltios pueden no ser durables cuando se instalan sin protección, incluso en áreas de baja actividad atmosférica. Equipos dentro del mismo sistema como motores o las balastas de las lámparas fluorescentes pueden originar impulsos de 600 o más voltios, superiores al aislamiento de muchos de sus equipos.

En las dos últimas décadas se ha realizado un gran esfuerzo para caracterizar las sobretensiones en una instalación de baja tensión, principalmente mediante la utilización de registradores de transitorios y por la realización de pruebas de laboratorio. Este trabajo se ha resumido en normas como la ANSI/IEEE C62.41 - 1991. Las formas de onda más representativas recomendadas por la norma ANSI/IEEE C62.41 - 1991 para prueba en redes de baja tensión son:

- 1.2/90, 6000 voltios de pico, es un pulso unidireccional representativo de una descarga atmosférica.
- 0.9 μ s, 100 KHz, 3000 voltios de pico (Ring Wave), representativa de una operación de maniobra.
- 8/20, 900 amperios de pico, representativa de un impulso de corriente.

11.6.1. Medidas para la protección de los equipos del usuario

Lo ideal es eliminar las sobretensiones en su origen, lo que a menudo es imposible o en el mejor de los casos solo se logra una reducción parcial, en estos casos lo más práctico es introducir elementos protectores auxiliares o aumentar las especificaciones de soporte de los equipos del usuario.

El aumentar la capacidad de resistir sobretensiones por parte de los equipos del usuario requiere la participación directa de los fabricantes del mismo. Algunos diseñadores han reconocido esto y las nuevas fuentes de poder pueden resistir impulsos de hasta 2000 voltios. Sin embargo, los requerimientos reales de soportabilidad deben estar entre 4000 y 6000 voltios.

11.6.1.1. Supresores de transitorios

Lo más práctico y económico es disponer de un dispositivo protector en paralelo con el equipo que se desea proteger. En presencia de una tensión por encima de un cierto valor umbral, el dispositivo opera derivando la mayor parte de la energía agresora a tierra y/o el neutro, evitando de esta forma daños permanentes a los equipos protegidos.

Dependiendo de la aplicación se pueden emplear descargadores de gas, tubos de vacío, diodos zener, varistores, etc. El uso de varistores de óxidos metálicos (MOV) ha revolucionado favorablemente la protección de equipos en todo tipo de aplicaciones.

La tensión nominal de los MOV está entre 130 y 190 voltios (usados en equipos a 120 voltios), y permiten tensiones pico máximas del orden de 400 voltios cuando actúan recortando las sobretensiones. Supresores instalados línea-neutro son efectivos para controlar eventos de modo normal (medidos entre fase-neutro), pero no ofrecen ninguna protección para eventos de modo común (medidos entre neutro-tierra). Un pico de modo normal de alta magnitud afecta la fuente de poder del equipo, sin embargo, un pico de modo común de sólo unas decenas de voltios puede dañar todos los circuitos lógicos.

El disponer supresores sólo entre fase-neutro suele resultar contraproducente, ya que cuando actúan pueden crear severos picos de modo común, afectando los circuitos lógicos. El esquema actualmente aceptado en el mercado internacional es mostrado en la Figura 11.25, y dispone de supresores fase-neutro, neutro-tierra y fase-tierra; algunos pueden tener incorporados pequeños reactores y condensadores para filtrar ruido de alta frecuencia.

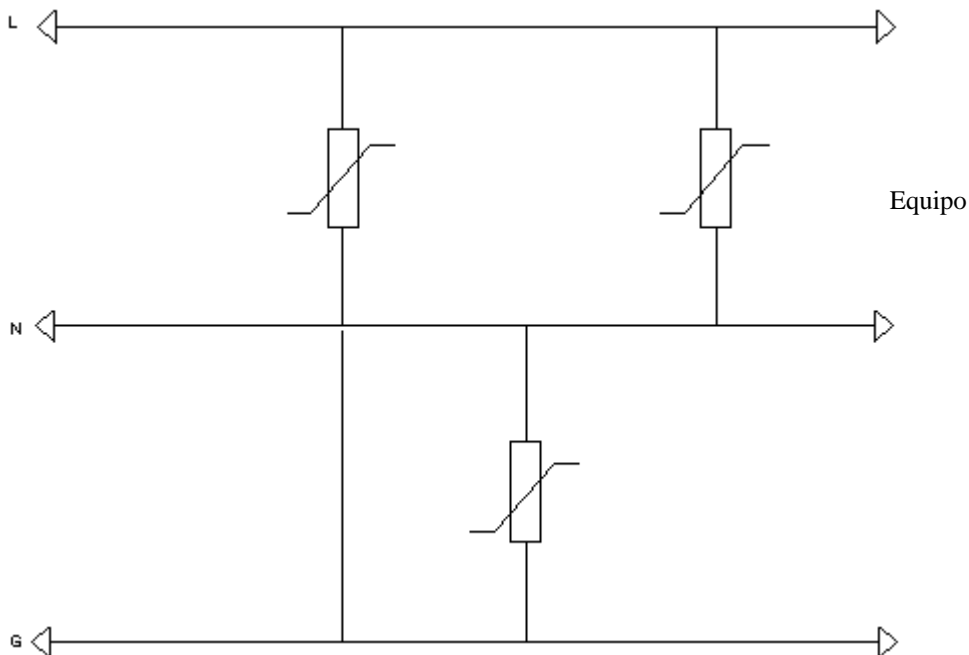


Figura 11.25. Instalación de supresores neutro t-tierra y fase-tierra.

11.6.1.2. Coordinación de elementos en cascada

Coordinación en cascada de elementos protectores es un concepto que se usa cuando se conectan elementos protectores en diferentes puntos de la instalación. El criterio básico para la coordinación incluye la respuesta

de los supresores, la separación eléctrica, la forma de onda de los impulsos que penetran y las prácticas de puesta a tierra. La idea de dos pasos de protección ha sido ampliamente explorada en las últimas dos décadas, esto ha quedado establecido en ANSI/IEEE C62.41-1991 al definir dos categorías de protección, A y B, como se muestra en la Figura 11.26.

Se recomienda disponer elementos protectores a la entrada (en el gabinete, o en el contador), estos elementos deben ser de alta capacidad de absorción de energía y tienen por objeto limitar la cantidad de energía que penetra a las instalaciones del usuario. Los elementos protectores instalados en las tomas de los equipos son de menor capacidad de absorción de energía, y tienen por objeto limitar las sobretensiones a los equipos originadas fundamentalmente dentro de las instalaciones del mismo usuario.

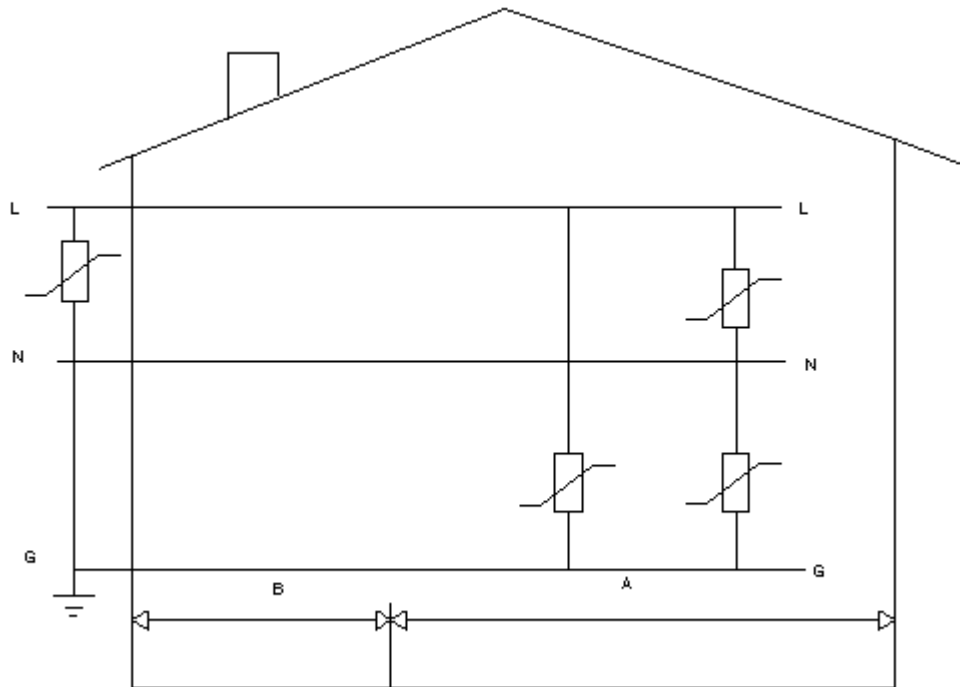


Figura 11.26. Categorías de protección A y B.

11.6.2. Aumento del potencial de tierra

Uno de los problemas más severos en equipos interconectados a terminales remotos es la diferencia de potencial que se establece entre las referencias de tierra cuando son inyectadas altas corrientes a la tierra, como en el caso de descargas atmosféricas. Esta diferencia de potencial puede ser producida directamente por la corriente de descarga penetrando a la tierra, o por la operación de un equipo de protección al derivar parte de la corriente de descarga.

En la Figura 11.27 se ilustra el hecho de que, en el momento que actúa la protección, por ejemplo, la del computador principal debido a una sobretensión en la línea AC, se eleva el potencial de tierra ya que las conexiones a tierra remota tienen una resistencia e inductancia finitas. Este aumento de potencial se ve como una diferencia de tensiones entre las referencias lógicas del computador y el terminal remoto, pudiendo ocasionar daños y/o mal funcionamiento en la transmisión de los datos. La solución a este problema es usar optoaisladores para los canales de interconexión, o fibra óptica.

Una medida fácil de implementar y a más bajo costo es usar supresores para los canales de interconexión en un montaje de "Ground Window" como se muestra en la Figura 11.28.

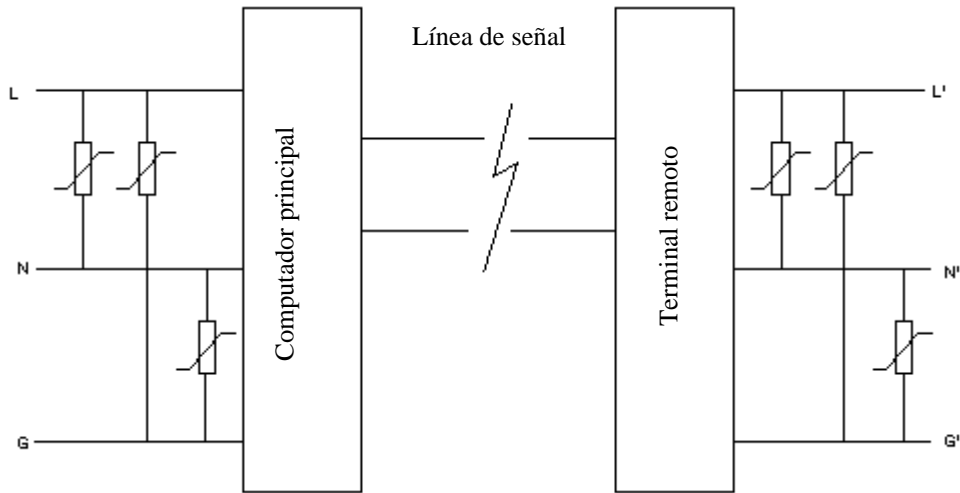


Figura 11.27. Elevación del potencial de tierra al actuar la protección del computador principal.

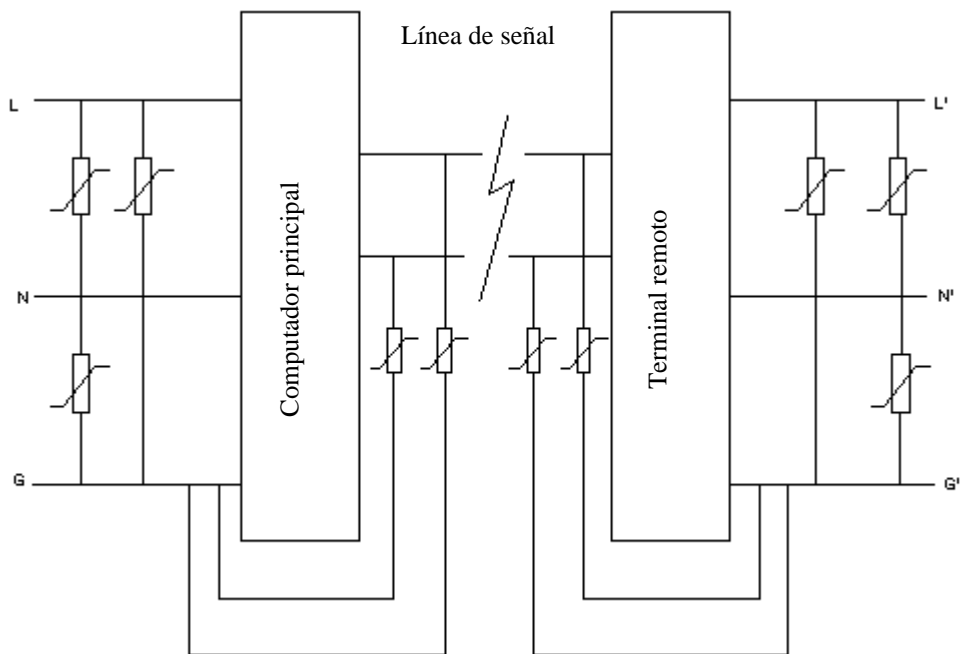


Figura 11.28. Utilización de supresores, montaje "Ground Window".

CAPÍTULO 12

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN - ASPECTOS PRELIMINARES

12.1. Introducción

Todas las actividades humanas dependen cada vez más del suministro de energía eléctrica, lo que ha traído como consecuencia que la continuidad y calidad de servicio sean cada vez más exigidas a las empresas de energía por los usuarios en todos los niveles de tensión ofrecidos; sin embargo, sólo hasta décadas recientes, el modelado y la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución han recibido el mismo interés que se le ha dado a los sistemas de potencia. La razón principal de esta situación radica que en tanto las centrales eléctricas como las líneas transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a la inversión inicial, que las de un sistema de distribución y una falla en ellas significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas debido a la energía tan grande que generan y transportan. En consecuencia, se había resaltado en gran medida la confiabilidad de esta parte de los sistemas eléctricos.

La calidad de servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable; las variables que se deben tomar en cuenta para su evaluación son: tensión, frecuencia, forma de onda, balanceo entre fases y confiabilidad. De éstas, los disturbios más comunes y que más afectan a los usuarios son la tensión y las interrupciones, las cuales ocurren en su mayoría en los sistemas de distribución. En la actualidad esta situación se reconoce plenamente y un número creciente de empresas de energía en todo el mundo están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas para la evaluación de confiabilidad.

Las técnicas que se requieren para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistemas que se consideren y de la profundidad del análisis; sin embargo, muchas estructuras son básicamente radiales y por lo tanto, su análisis se simplifica.

La verificación continua de la calidad de suministro de energía eléctrica se basa en la comparación de valores previamente fijados por las compañías de energía eléctrica y los que se presentan en la operación real de los sistemas a través del tiempo; estas metas son conocidas como “*metas de calidad*”. El establecimiento de estas metas constituye por ende, un factor esencial en el proceso de planeación de un sistema de distribución, ya que con ellas es posible establecer criterios de diseño; por ejemplo, de localización de subestaciones y equipos de seccionamiento automático, configuración en las estructuras, conversión de líneas aéreas a subterráneas, etc.

Cabe señalar que las metas de calidad deben ser fijadas en función de las necesidades del suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán erogarse en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estas metas debe ser establecida a través de índices numéricos conocidos como “*índices de confiabilidad*”.

12.2. Planeamiento para la confiabilidad [73], [88]

Mientras la meta final en un estudio de confiabilidad puede ser la evaluación de un sistema completo y la determinación de todos los índices de confiabilidad, esta tarea parece ser muy ambiciosa en la actualidad. El número de componentes involucrados y sus numerosas y complejas interrelaciones, requerirán modelos analíticos que son complicados para resolver sin tiempos y esfuerzos de cálculo excesivos. En el estado actual de desarrollo, las evaluaciones de confiabilidad son conducidas separadamente para cada parte del sistema. Esto también asegura más flexibilidad en la selección del criterio de falla y hacer las suposiciones adecuadas. El presente trabajo sólo se ocupa del modelamiento y evaluación de sistemas de distribución.

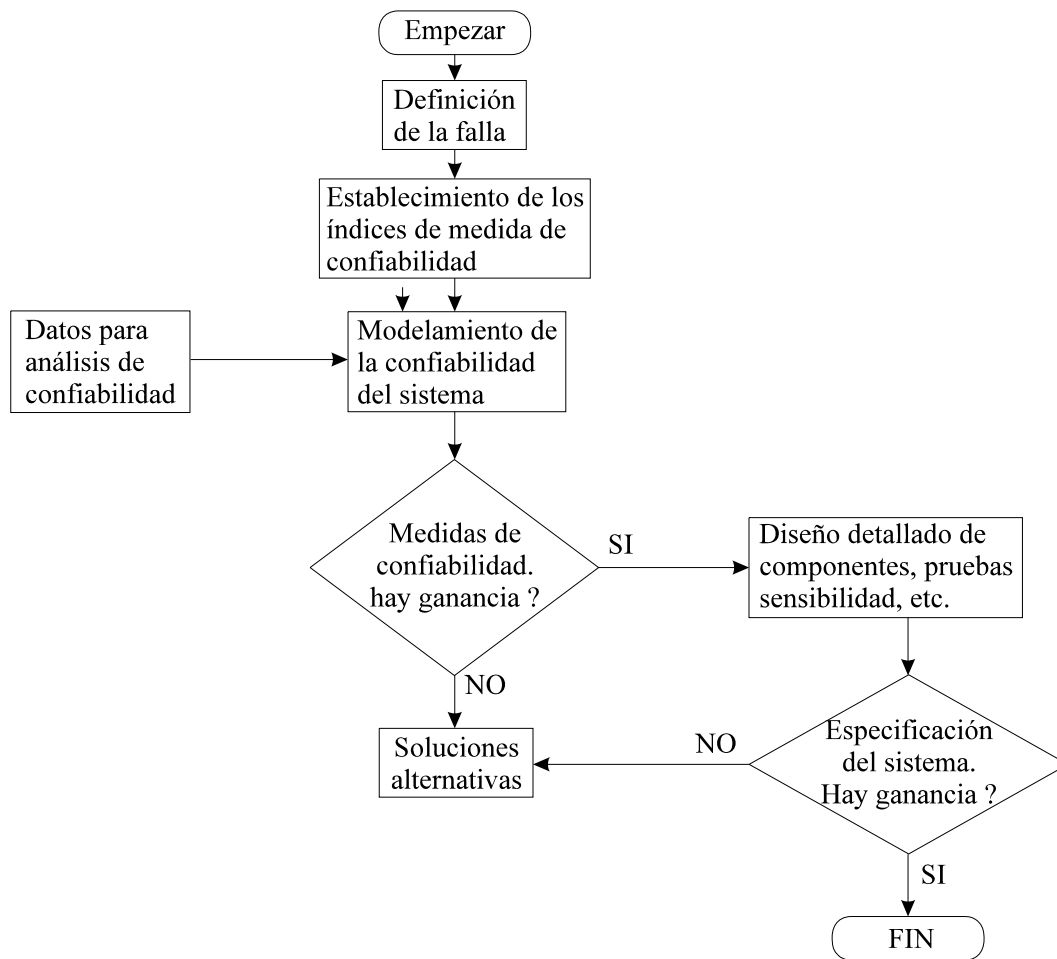


Figura 12.1. Un procedimiento de planeamiento de confiabilidad.

Los estudios de confiabilidad de sistemas pueden ser conducidos para dos propósitos:

- a) *Evaluaciones de confiabilidad de largo plazo* que pueden ser realizadas para asistir el planeamiento a largo plazo del sistema.

- b) *Los pronósticos de confiabilidad de corto plazo* que pueden ser solicitados para asistir decisiones de operación día a día. Están incluidas las evaluaciones de seguridad del sistema donde los efectos de los disturbios repentinos son considerados.

Los dos tipos de estudios pueden requerir modelos muy diferentes y aproximaciones matemáticas. Los métodos para estudios de largo plazo han sido desarrollados a un grado considerable, mientras que los métodos de confiabilidad a corto plazo están aún en etapa de desarrollo.

Si se requiere el mejoramiento en la confiabilidad de un sistema, esto puede ser efectuado usando o componentes mejores o incorporando más redundancia en el sistema. La redundancia en subestaciones y circuitos de distribución significa la duplicación de ciertos componentes y la aplicación de configuraciones de barras más sofisticadas para reducir las posibilidades de interrupciones. Las instalaciones redundantes en sistemas de distribución están usualmente en servicio todo el tiempo.

La coordinación de la programación del mantenimiento preventivo con el análisis de confiabilidad puede ser muy efectiva. La mayoría de las empresas de energía diseñan sus sistemas para un nivel de contingencia específico; por ejemplo, contingencia simple, de modo que, debido a la redundancia suficiente y alternativas de suicheo, la falla de un componente simple no causará salidas a los consumidores. Por lo tanto, el análisis de contingencias ayuda a determinar los puntos débiles del sistema de distribución. La forma especial del análisis de contingencias en la cual la probabilidad de una contingencia es clara y precisamente expresada, es conocida como “*análisis de riesgo*”. El análisis de riesgo es realizado sólo para segmentos importantes del sistema y/o consumidores y la información resultante es usada para decidir si se construye el sistema para un nivel específico de contingencia o para el riesgo de una interrupción del sistema. La Figura 12.1 muestra el diagrama de flujo de un procedimiento confiabilidad.

12.3. Información básica para el reporte de las salidas de equipos [88]

Se debe recolectar la siguiente información:

- Tipo, diseño, fabricante y otras descripciones para propósitos de clasificación.
- Fecha de instalación, localización en el sistema, longitud en el caso de las líneas.
- Modo de falla (cortocircuito, operación falsa, etc.).
- Causa de la falla (descarga atmosférica, árboles, etc.).
- Tiempos (fuera de servicio, sostenidos en servicio, en lugar de la duración de la salida), fecha, condiciones meteorológicas (cuando ocurrió la falla).
- Tipo de salida (forzada o programada, transitoria o permanente).
- Número total de componentes similares para determinar la rata de salida por componente por año de servicio.
- *Se debe reportar cada falla de componentes sin importar si ellos causaron o no interrupción al usuario, con el fin de determinar ratas de falla de cada componente.*

Los reportes de falla proveen una información muy valiosa para los programadores del mantenimiento preventivo y reemplazo de equipos.

Existen varios tipos de modelos probabilísticos para pronosticar las ratas de falla de componentes los cuales incluyen:

1. Ajuste a una distribución modificada de Weibull de tiempo variable para casos de falla de componentes.
2. Estudio de ratas de supervivencia de componentes.

Sin embargo, en general, pueden existir algunas diferencias entre ratas de falla pronosticadas y ratas de falla observada debido a los siguientes factores:

- a) Definición de la falla.
- b) Ambiente real comparado con el ambiente pronosticado.
- c) Mantenibilidad, soporte, equipo de prueba y personal especial.
- d) Composición de los componentes y ratas de falla asumidas de componentes para hacer pronósticos.
- e) Procesos de fabricación incluyendo inspección y control de calidad.
- f) Distribuciones de tiempo a falla.
- g) Independencia de fallas de componentes.

12.4. Clasificación de causas de salidas genéricas y específicas. [84], [88]

12.4.1. Por estado del tiempo

Los más importantes son: ventisca/ nieve, frío, inundaciones, calor, huracanes, hielo, descargas atmosféricas, lluvia, tornados, vientos, etc.

12.4.2. Misceláneas

Aeroplanos/ helicópteros, animales/ pájaros/ serpientes, vehículos (automóviles, camiones, grúas), hundimientos, fuego/ explosión, sabotaje/ vandalismo, árboles, terremotos, desconocidos y otros.

12.4.3. Componentes del sistema

Eléctricos y mecánicos: suministro de combustible, falla de unidades de generación, falla de transformadores, falla de equipos de interrupción, falla de conductores, accesorios de postes y torres, fallas de aislamiento (líneas, subestaciones, pararrayos, cables), equipo de control de tensión (reguladores de tensión, cambiador automático de derivaciones, capacitores, reactores).

Protección y control: fallas de relés, error de señales de comunicación, error del control supervisor.

12.4.4. Operación del sistema

Condiciones del sistema: estabilidad, tensión alta/ baja, frecuencia alta/ baja, sobrecargas en líneas y transformadores, sistemas de potencia vecinos, interés público (comerciales, industriales y todos los consumidores), reducción de tensión.

Personal de la empresa de energía: error del operador del sistema, error del operador de plantas de generación, error de mantenimiento, etc.

Un estudio sobre la confiabilidad realizado en USA arrojó las siguientes conclusiones:

1. Aproximadamente el 80% de todas las interrupciones que ocurren son debidas a fallas en el sistema de distribución.
2. Aunque existen muchos métodos adecuados para evaluar la confiabilidad de los sistemas de distribución, existen datos insuficientes para identificar la mayoría de los costos efectivos para inversiones en distribución.
3. La mayoría de las interrupciones en el sistema de distribución son debidas al mal tiempo y por inadecuado mantenimiento.

4. La confiabilidad de sistemas de distribución puede mejorarse mediante la identificación oportuna y rápida respuesta a las fallas.

La experiencia indica que la mayoría de las interrupciones de los sistemas de distribución resultan de daños causados por los elementos naturales tales como descargas atmosféricas, viento, lluvia, animales, etc. Otras interrupciones son atribuibles a materiales defectuosos, fallas de equipos y acciones humanas como choques de vehículos con los postes, contactos de grúas con cables aéreos, contacto de árboles, vandalismo y daños de cables subterráneos o equipos por excavaciones. Algunas de las interrupciones del servicio más extensas y dañinas sobre sistemas de distribución son las tormentas de nieve que causan el rompimiento de árboles o descuelgan sus ramas y éstos a su vez dañan los circuitos de distribución. Los huracanes también causan daños graves, los tornados son aún más destructivos, aunque usualmente localizados. En tales casos severos, la restauración del servicio es impedida por las condiciones que causaron el daño y la mayoría de las empresas no tienen suficiente cantidad de cuadrillas con equipo móvil y mecánico para restaurar totalmente el servicio, cuando las áreas geográficas involucradas son muy grandes.

Es muy difícil generalizar sobre las causas de las salidas ya que ellas dependen en particular de la geografía de la región y de las prácticas de las empresas de energía. Es fácil asumir por ejemplo, que las empresas de energía en áreas de alto nivel cerámico verán un alto número de salidas por causa de descargas atmosféricas; esto sin embargo, puede no ser cierto ya que muchas de esas mismas empresas de energía usan buenas protecciones de sobretensión que mitigan en gran parte los efectos de las descargas atmosféricas. Enseguida se ilustran los resultados del estudio en mención que da el porcentaje de salidas para cada causa de falla (con el fin de hacer comparaciones):

Por descargas atmosféricas	: 17 %
Por contactos con árboles	: 17 %
Por hielo y nieve	: 2
Por animales	: 4.5 %
Por vandalismo	: 2%
Por actividades de construcción	: 2%
Por accidentes de vehículos	: 3%
Por vientos	: 4%
Por fallas de equipos	: 10.2%
Por hundimientos o derrumbes	: 3.5%
Otros	: 24.7 %

Como puede verse, un porcentaje grande de las salidas no pueden ser identificadas, pero las causas más comunes son debidas a: descargas atmosféricas y contactos con árboles. Una empresa de energía en este mismo estudio reportó que virtualmente todas sus salidas estaban relacionadas con animales.

12.5. La construcción de modelos de confiabilidad [73]

Sin tener en cuenta el tipo o porción del sistema de potencia cuya evaluación de confiabilidad se acomete, existen ciertos factores que deben ser considerados cuando un modelo analítico es desarrollado para este propósito. Factores típicos son los siguientes:

12.5.1. Composición del sistema

El modelo seleccionado dependerá del número de fallas, de la variedad de componentes y de sus posibles estados de operación y de falla.

12.5.2. Criterio de falla del sistema

Estos dependen de la porción del sistema de potencia que está bajo estudio. Como el criterio determina el método del FEA a ser aplicado, la complejidad del análisis en gran parte depende de él. El hecho de que un sistema haya fallado por uno de los sistemas no necesariamente significa que haya colapsado. Las fallas en el sistema simplemente indican una condición seleccionada arbitrariamente (pero juiciosamente), basada en los valores numéricos que pueden ser establecidos para los índices de confiabilidad del sistema.

12.5.3. Suposiciones en el modelado

Estas, en gran medida establecen las reglas de juego. Las suposiciones son hechas en diversas áreas como las representaciones de los efectos del estado atmosférico, carga del sistema, mantenimiento planeado, fallas de modo común y estado de componentes con capacidad reducida. Las suposiciones que son también requeridas son los efectos de las cantidades o estados que deben ser ignorados.

12.5.4. Selección del método analítico

Esta está basada en las consideraciones relacionadas con la estructura y tamaño de el sistema, independencia de los componentes, reparabilidad, distribución del tiempo de reparación y de falla, modos de falla de los componentes, efectos de las rutinas de reparación y efectos ambientales.

12.5.5. Construcción del modelo

En esta actividad, se debe tener especial cuidado al considerar todas las interacciones entre componentes y factores ambientales tales como estado del tiempo y carga. Las relaciones dependientes deben ser reconocidas y apropiadamente incorporadas.

Basado en lo anterior, los principales pasos en un estudio real pueden ser resumidos como sigue:

1. Definir el sistema:
 - a) Listar los componentes a ser incluidos.
 - b) Reunir los datos de falla de componentes necesarios
2. Definir el criterio para falla de un sistema.
3. Listar las suposiciones a ser usadas en la construcción del modelo.
4. Desarrollar el modelo del sistema.
5. Ejecutar el análisis de efectos de fallas y calcular los índices de confiabilidad del sistema.
6. Analizar y evaluar los resultados.

12.6. Modelamiento de la confiabilidad en contexto

12.6.1. El alcance de la ingeniería de confiabilidad [73]

Se ha indicado antes que el modelamiento de la confiabilidad es sólo una fase en el proceso de evaluación de la confiabilidad de sistemas y una evaluación de la confiabilidad es, a su vez, sólo una de las múltiples entradas requeridas para la toma de decisiones en el planeamiento, diseño y operación de sistemas eléctricos. Mientras que las discusiones en esta sección se concentran en el modelamiento para la evaluación de la confiabilidad, las otras actividades de la ingeniería de confiabilidad son igualmente importantes.

El alcance de la ingeniería de confiabilidad de sistemas eléctricos puede ser descrito por las siguientes tareas:

1. Recolección y evaluación de los datos de falla de componentes.
2. Definición de medidas de confiabilidad y determinación de los requerimientos o normas de confiabilidad para diferentes aplicaciones.
3. El desarrollo de modelos matemáticos para la confiabilidad del sistema y la solución de esos modelos.
4. La verificación de resultados.
5. La evaluación de resultados y la preparación de recomendaciones.

La definición de las unidades de confiabilidad y el modelamiento de la confiabilidad para su posterior evaluación, son el objetivo del presente capítulo y enfocado particularmente hacia los sistemas de distribución.

12.6.2. Recolección de datos [73]

12.6.2.1. Datos de falla de los componentes

Los índices de confiabilidad de componentes son entradas a los estudios de confiabilidad del sistema, gran parte de la validez de los resultados depende de que tan buena es esta información de entrada. La determinación de los diferentes datos de fallas de los componentes (ratas de fallas, tiempos de reparación, tiempos de suicheo, etc.) consiste esencialmente de dos partes: la recolección de datos y la evaluación estadística de las muestras de datos resultantes.

En sistemas de potencia es casi imposible obtener datos de falla de los componentes por las pruebas de vida acelerada ejecutadas en su mayor parte en conjunto con el desarrollo de los componentes. La mayoría de los datos de falla, reparación, etc. para componentes de sistemas de potencia son derivados del campo experimental. La mayoría de las empresas de energía mantienen un banco de datos en el cual toda la información relevante es recolectada.

A causa de la escasez de incidentes, algunos datos de componentes similares o idénticos deben ser reunidos al mismo tiempo para proveer una base mejor para la evaluación. La recolección de datos con frecuencia está a cargo de organizaciones independientes donde la información es recolectada para muchas empresas de energía. En Colombia, esta actividad podría ser desarrollada por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas).

Los datos para componentes de sistemas de transmisión y distribución son derivados de recolecciones que están basadas en reportes de interrupción obtenidas en el campo. Los datos típicos reportados en caso de un incidente son los siguientes:

- Categoría de la salida (forzada, programada).
- Tipo de salida (transitoria, permanente).
- La causa de la salida (falla de un componente, descarga atmosférica, operación falsa del interruptor, etc.).
- Duración de la salida.
- Tiempo de suicheo.
- Condiciones del estado de tiempo.

Esta información es luego evaluada y se derivan las tasas apropiadas de falla, de reparación y de suicheo. Se pueden obtener tasas separadas, como las requeridas para las diferentes categorías y tipos de salidas y por condiciones del estado de tiempo normales o adversas.

Como se mencionó antes, la evaluación de una muestra de datos está basada en técnicas estadísticas. La aplicación de métodos estadísticos puede ser necesaria ya que en general, sólo están disponibles muestras de tamaño pequeño. En general, la más pequeña de las muestras, crea la más grande incertidumbre acerca de las tasas derivadas de ellas. Con frecuencia, esas incertidumbres son ignoradas y las medias de la muestra son consideradas como tasas ciertas. En un modelo estadístico, estas medias son consideradas sólo como un primer estimativo para las diferentes tasas y el modelo proveerá o alguna información o sus distribuciones o el nivel de confianza al que las tasas proyectadas pueden ser agrupadas dentro de los límites preseleccionados. Otras técnicas estadísticas como el análisis de regresión, pueden usarse para determinar las tasas de falla de líneas que en muchas aplicaciones son de la forma $\lambda = \lambda_T + \lambda_L l$. En esta expresión, el primer término representa la tasa de salidas de línea originadas por falla en las subestaciones terminales y el segundo, la tasa de salidas causadas por las fallas de la línea y que son proporcionales a la longitud de esta.

12.6.2.2. Fallas de modo común

En general, estos eventos representan las salidas simultáneas por falla de muchos componentes que resultan de una causa simple y son de particular significancia a causa de sus severos efectos en el sistema y a su frecuencia que en algunos casos no es despreciable. Las fallas de modo común no son restringidas a las líneas de transmisión y distribución; otras posibles ocurrencias incluyen fallas de componentes de subestación que involucran una explosión (quemado de transformadores de corriente como por ejemplo) que dañan equipos vecinos o la falla de equipo auxiliar en estaciones de generación, que incapacita varias unidades generadoras.

A causa del gran número de combinaciones en las cuales las fallas múltiples pueden ocurrir y a la falta de datos de campo en la mayoría de los casos, es extremadamente difícil derivar tasas de falla apropiadas. En la actualidad existen limitaciones para recolectar datos, en sólo unos pocos casos que pueden ser razonablemente bien definidos, tales como las fallas de modo común de dos circuitos de transmisión que van por la misma ruta o servidumbre.

12.6.2.3. Mal funcionamiento de sistemas de protección

Los equipos de protección instalados en varias partes de un sistema de potencia para aislar las fallas y sacar de servicio los componentes sujetos a esfuerzos excesivos llegan a ser más y más complejos y como consecuencia de esto, pueden desarrollar fallas en muchas formas. De acuerdo al sistema de potencia, estas fallas se manifiestan como falsas operaciones de disyuntores o la ausencia del accionamiento del disyuntor cuando éste es requerido. Así, aparecerá que las fallas que se originan en el sistema de protección serían explicadas por un incremento en las tasas apropiadas de falla del interruptor. Este es sin embargo, un modelo muy inexacto.

La dificultad está en el hecho de que la falla de un componente simple en el sistema de protección, tal como la operación falsa de un relé o un mal funcionamiento de un canal de comunicación, puede dar una respuesta irregular en muchos interruptores, que a su vez, puede sumarse a un evento de falla de modo común en el sistema.

No existen formas satisfactorias para explicar todas las combinaciones posibles que pueden presentarse como consecuencia de fallas en el sistema de protección. Una solución provisional en los estudios de sistemas de generación y transmisión consiste en hacer ajustes en λ_T (los términos que representan las

fallas en las ratas de fallas de líneas de transmisión). Esta solución está basada en el supuesto de que la mayoría de los efectos múltiples de mal funcionamiento de las protecciones de línea involucrarán la operación de todos los interruptores en los terminales de línea. Evidentemente, tales ajustes sólo justificarán el mal funcionamiento que resulta de falsas operaciones del disyuntor.

12.6.2.4. Errores humanos

No siempre nos damos cuenta de que las interrupciones del servicio a los consumidores también son debidas a los errores humanos. Con frecuencia, la cantidad de tales ocurrencias no son despreciables. Primero, existe la posibilidad de que los sistemas o equipos estén mal diseñados, de tal manera que ellos no puedan ejecutar su función. Sin embargo, aún si se asume que los diseños son dignos de confianza y que los componentes cumplen con las especificaciones, los errores humanos pueden aún aparecer durante la fase de construcción y mientras se está operando el sistema. La mayoría de los errores por lo tanto, pueden originarse en una de las siguientes fuentes:

- Desviaciones incidentales desde el anteproyecto efectuadas durante la construcción, instalación, calibración o mantenimiento.
- Errores cometidos durante el procedimiento de operación.

Los errores humanos pueden ocurrir en una asombrosa variedad de formas. Los efectos de un error simple pueden oscilar entre lo insignificante y lo devastador. Mientras existan formas para reducir el número de accidentes relacionados con errores humanos y se hagan esfuerzos con ese fin, no hay métodos para explicarlos. Esto es debido a la escasez de datos estadísticos relevantes y a la variedad de múltiples efectos que un error simple puede tener en el sistema. Una solución aproximada, como en el caso del mal funcionamiento del sistema de protección, es ajustar las ratas de fallas originadas en líneas de transmisión. Estas ratas están basadas en estadísticas que muy probablemente incluyan en alguna forma las salidas inducidas por errores humanos.

12.6.3. La verificación de resultados [73]

Cada vez que un método analítico es desarrollado en física o en ingeniería, es parte regular del procedimiento verificar los resultados mediante la comparación con la experiencia real. Esta importante tarea rara vez puede ser satisfactoriamente ejecutada en los análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos. Mientras que los resultados analíticos parecen ser razonables y de acuerdo con lo que se pueda esperar, en la mayoría de los casos su bondad no puede ser determinada por mera inspección. Las dificultades de verificación basadas en el comportamiento pasado del sistema con frecuencia conducen a la segunda mejor solución, donde la historia de vida simulada de un sistema es usada para comparación. Enseguida se hacen comentarios de ambos modelos.

El comportamiento pasado de un sistema puede ser establecido sólo con la ayuda de registros extendidos sobre muchos años o posiblemente décadas. La mayoría de los sistemas cambian continuamente y por tanto, un registro del comportamiento, aún si cubre un período bastante largo no será indicativo de cualquier configuración del sistema presente o futuro. Consecuentemente, las comparaciones con registros pasados con frecuencia no proveen una base suficiente para la verificación de resultados analíticos y el modelo puede ser usado sólo en un número limitado de aplicaciones.

Una aplicación típica se da en el caso de subestaciones de transformación pequeñas con alguna configuración estándar, varias de las cuales están operando en un sistema; los registros de comportamiento de ellas pueden ser reunidos y la información combinada puede proporcionar suficiente base para la prueba de un método analítico.

En muchas aplicaciones, los resultados analíticos han sido comparados con los índices obtenidos de una simulación de Monte Carlo del mismo sistema. Este modelo está basado en una opinión generalmente aceptada de que los índices de confiabilidad obtenidos por simulación se aproximan a sus valores verdaderos extremadamente bien si los recorridos son bastante largos. Mientras el método de simulación de Monte Carlo es frecuentemente rechazado en programas de producción a causa de los excesivos costos y tiempos de cálculo involucrados, puede aún ser una herramienta conveniente en los procesos de verificación de resultados analíticos, donde el número requerido de corridas es limitado.

12.6.4. El costo y el valor de la confiabilidad [73]

Cuando se toman decisiones acerca de confiabilidad que se obtendrá en un sistema en una etapa futura, los factores a considerar son: los costos incrementales de la confiabilidad, los beneficios esperados en un cambio de confiabilidad y la asignación de la inversión para mejorar la confiabilidad entre las diferentes partes del sistema. La meta es la determinación del balance óptimo entre las ganancias obtenidas por tener una confiabilidad más alta y los costos para proveerla. Enseguida, algunas de las ideas involucradas son discutidas.

La primera dificultad se encuentra en el hecho de que los niveles más económicos de confiabilidad no son uniformes en el sistema y son diferentes para cada consumidor, para las diferentes partes del sistema y para el sistema como un conjunto. En cualquier análisis de costo- beneficio por lo tanto, el sistema o punto de carga para el cual la confiabilidad está siendo optimizada debe ser claramente identificada. La confiabilidad de un sistema o de un sistema de suministro del consumidor puede ser influenciada con frecuencia por muchas medidas, cada una de las cuales puede llevar diferente etiqueta de precio; por ejemplo, la confiabilidad del suministro a un punto de carga en la red de distribución, puede ser afectada por cambios en el sistema de generación, transmisión o distribución. No es fácil determinar la asignación óptima de la inversión en confiabilidad y por supuesto, el costo incremental de la confiabilidad depende de la asignación seleccionada. En lo que sigue, se asumirá que para el sistema (o punto de carga) bajo estudio, la mejor asignación de la inversión en confiabilidad es conocida y usada.

La confiabilidad más alta puede ser obtenida por la instalación de equipo mejor o proporcionando más redundancia. El capital y posiblemente los costos de operación están asociados con ambas soluciones y el valor capitalizado de estas inversiones es el precio que las empresas de energía tienen que pagar por un nivel deseado más alto de confiabilidad. Los valores reales de estos costos para un sistema dado no son fáciles de obtener, pero es razonable asumir que, como la función de la confiabilidad del sistema, ellos pueden ser representados por una curva ascendente, como la curva C de la Figura 12.2. La medida de la confiabilidad sobre la abscisa puede ser cualquier índice conveniente, tal como (1-LOLP) para estudios de sistemas de generación, o la confiabilidad (1- P_F) para un sistema de distribución.

El costo incremental de confiabilidad más alta, debe ser ajustado contra el costo incremental de las interrupciones si la confiabilidad es reducida al nivel original. La relación entre el costo de las interrupciones (o costos de los daños) y la confiabilidad del sistema es algunas veces llamada "*función de daño*". El costo de las interrupciones puede ser considerado desde el punto de vista de la empresa de energía o desde el punto de vista de la comunidad entera.

Para consumidores industriales, las pérdidas pueden ser muy grandes y son debidas a pérdidas de producción (productos estropeados, paro del trabajo y otros). Para consumidores residenciales, las pérdidas que se derivan de las interrupciones son algo intangibles, ellas están principalmente están asociadas con el confort y la conveniencia.

La mayoría de los modelos recientes están basados en las pérdidas sufridas por la comunidad entera. Esta elección provee una apreciación más completa de los efectos de la disponibilidad del servicio y sus

cambios. Las dificultades para establecer una función de daño total son, no obstante, formidables. La información disponible es insuficiente, sobre todo el costo de las interrupciones en las distintas industrias y los valores recolectados hasta ahora están muy dispersos. Un método no satisfactorio es conocido para evaluar la función de daño de los consumidores residenciales y las dificultades se pueden anticipar cuando se combinan todos los costos de las interrupciones en una función de daño total para un sistema. Es evidente sin embargo, que los costos capitalizados de todas las interrupciones son una función decreciente de la confiabilidad del sistema; tal función es indicada en la Figura 12.2 por la curva *D*.

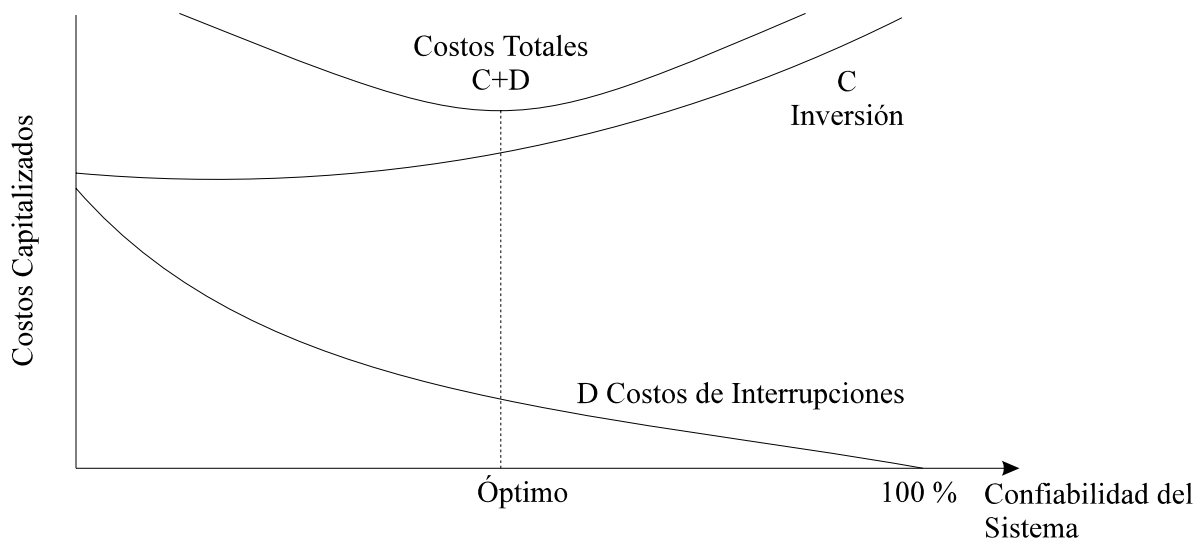


Figura 12.2. Relación entre la confiabilidad del sistema, sus costos y sus valores (Nótese que la confiabilidad no es cero en el origen).

Una vez que son conocidas las funciones *C* y *D*, el costo total asociado con los diferentes niveles de confiabilidad del sistema está simplemente dado por la suma de las dos curvas. Se puede esperar una curva cóncava como se muestra en la Figura 12.2 y por lo tanto, mostrará un mínimo, identificando el valor de la confiabilidad del sistema que es económicamente óptimo. Este valor puede ser más alto o más bajo que el valor al cual opera el sistema en la actualidad. El puede ser el valor objetivo de la confiabilidad del sistema, a condición que toda la información de entrada sea digna de confianza.

El método anterior de determinación de la confiabilidad objetivo no toma en cuenta una cantidad de factores. El considera sistemas de potencia grandes y no da una guía que se ajuste a las normas para la confiabilidad del suministro de consumidores individuales. El no considera los efectos de la incertidumbre en los pronósticos de cargas, los datos de falla de componentes o la fecha de entrada en servicio de nuevos equipos. Los efectos de la asistencia de instalaciones eléctricas vecinas mediante interconexiones son ignorados. Además, los niveles más económicos de confiabilidad son afectados por consideraciones ambientales y socioeconómicas, por el manejo de la carga y las políticas de conservación de energía. Un método más detallado para el análisis de costo-beneficio que puede ser ajustado a la confiabilidad objetivo del sistema bajo estas restricciones está aún por ser desarrollado.

Las empresas de energía esperan proporcionar un servicio de energía eléctrica continuo y de calidad a sus abonados a una tasa razonable haciendo uso económico de sus equipos y sistemas disponibles. Aquí, el término "*servicio eléctrico continuo*" tiene usualmente un significado que reúne los requerimientos de los usuarios, teniendo en cuenta la seguridad del personal y del equipo. De otro lado, el "*servicio eléctrico de calidad*" involucra la demanda del usuario dentro de los límites especificados de tensión y frecuencia.

Para mantener un servicio confiable a los consumidores, una empresa de energía ha de tener la redundancia adecuada de su sistema para prevenir que la salida de un componente llegue a causar interrupción de servicio a los consumidores, causando las pérdidas de bienes, servicios o beneficios. Para calcular el costo de confiabilidad, el costo de una salida debe ser determinada. Actualmente, existe al menos una comisión de servicios públicos en USA que exige a las empresas de energía pagar por los daños causados por las interrupciones del servicio (también se encuentra en Colombia).

Los costos de confiabilidad son usados para revisar las ratas. El análisis económico de confiabilidad de sistemas, también puede ser una herramienta útil de planeamiento para determinar los desembolsos de capital requerido para mejorar la confiabilidad del servicio y proporcionar el valor real de las inversiones adicionales (e incrementales) en el sistema.

Los estudios de confiabilidad señalan que no es posible ni deseable evitar fallas en todos los componentes o fallas en las combinaciones de componentes que resultan en interrupciones de servicio. El nivel de confiabilidad puede ser considerado como apropiado cuando el costo de evitar interrupciones adicionales exceden los costos de las consecuencias de esas interrupciones a los consumidores. Así, el nivel apropiado de confiabilidad desde la perspectiva del consumidor, puede ser definido como el nivel de confiabilidad, cuando la suma de los costos de suministro más los costos de las interrupciones sean mínimos. La Figura 12.2 ilustra este concepto teórico. Nótese que el mejoramiento de confiabilidad del sistema y las inversiones no están relacionadas linealmente y que la confiabilidad óptima (o apropiada) del sistema corresponde al costo óptimo (costo mínimo total).

Las opciones son: la posible seccionalización o reconfiguración para minimizar o el número de consumidores afectados por la falla de un equipo o la duración de la interrupción, la sola opción disponible de operación para que la empresa de energía aumente la confiabilidad es minimizar la duración de la interrupción mediante la reparación oportuna de los componentes fallados.

12.7. Conceptos básicos del control de calidad [78]

El control de calidad de cualquier empresa de manufacturas o de servicios, tal como los de una compañía que suministra energía eléctrica, debe ser una de sus principales preocupaciones y objetivos; por tanto, ésta debe fijar sus niveles de confiabilidad relacionándolos con los usuarios que debe atender. Aunque exista un departamento o gerencia directamente responsable de la calidad de los equipos y materiales que entran a la empresa y que finalmente se instalarán en los circuitos de distribución, la calidad del servicio debe ser entendida como la responsabilidad de todos los miembros de la organización, desde el director hasta los obreros que mantienen el sistema. Un control total de la calidad de un producto o servicio será únicamente posible hasta que exista una mentalidad de calidad y por ende de la responsabilidad que está representada en todos los escalones o niveles de jerarquía de los miembros de la organización. Todo esto llevará a una producción de bienes o servicios a niveles más económicos, proporcionado con ello la completa satisfacción de los usuarios.

A medida que la industria en general se ha tornado más compleja, el control de calidad de los servicios o bienes se ha vuelto prioritario y siendo la industria eléctrica tan importante para el desarrollo y sostenimiento de toda actividad humana, no puede ser la excepción a estos conceptos. El hombre al inicio de su desarrollo moderno era tanto productor como consumidor; luego el hombre producía y vendía sus productos a terceros. Sin embargo la necesidad de intermediarios se hizo indispensable a medida que las necesidades y empresas se expandieron requiriendo de una reorganización total ya que un sólo hombre o grupo no es capaz de controlar la calidad de los servicios ofrecidos.

Por lo tanto, las empresas eléctricas han formado ingenieros de diseño, creando laboratorios de prueba y grupos de expertos para controlar la calidad tanto de los equipos que se instalarán en los circuitos como del servicio de energía eléctrica que se ofrece a los usuarios. El problema de la calidad ofrecida por las empresas eléctricas puede ser resumido como sigue:

12.7.1. Estudio de mercado

Es indispensable que los niveles de continuidad se establezcan de acuerdo con las necesidades de los consumidores, para los que es necesario aplicar correctamente todos los conceptos referentes a las características de las cargas.

12.7.2. Ingeniería del proyecto

A este respecto, el diseño de una estructura adecuada y su protección son indispensables para ofrecer un servicio de energía eléctrica conforme a las necesidades de los consumidores. Así mismo, dentro de la ingeniería del proyecto debe considerarse como indispensables, la creación y establecimiento de las especificaciones adecuadas de todos los equipos que se instalen en los circuitos de distribución e instructivos de operación adecuados para los equipos y estructuras diseñadas.

12.7.3. Compras

Como en cualquier empresa, la calidad de servicio ofrecido dependerá también de la selección cuidadosa de los proveedores de material y equipo, debiéndose complementar esta medida con un control adecuado de los bienes recibidos.

12.7.4. Instalación

La construcción adecuada de los circuitos y equipos jugará, por su puesto, un papel fundamental en el control de calidad del servicio ofrecido a los usuarios, siguiendo estrictas normas.

12.7.5. Operación

La operación correcta los equipos y circuitos de acuerdo con las especificaciones y manuales de operación, será garantía para que la calidad del servicio de energía se mantenga dentro de los niveles de continuidad establecidos.

12.7.6. Mantenimiento preventivo

Todos los trabajos y programas de mantenimiento preventivo serán indispensables para conservar y operar el sistema en forma adecuada y por ende, respetar los niveles de continuidad establecidos.

12.7.7. Mantenimiento correctivo

Como se mencionó anteriormente, el sistema de distribución se encuentra sujeto a muchas causas de fallas; sin embargo, una rápida y adecuada atención y reparación cuando esto suceda redundarán en la calidad de servicio.

La calidad en el suministro de energía ofrecido por una empresa no podrá mantenerse dentro de los límites ofrecidos sin considerar estas siete variables o funciones en conjunto, es decir, como componentes de un sistema global y no individualmente, debiendo tener en cuenta siempre que la calidad deberá comprender desde el proyecto hasta el servicio y atención prestada a los usuarios.

12.8. Definición de grados de continuidad de acuerdo con el tipo de consumidor atendido [78]

No es difícil aceptar el principio de que el grado de continuidad de suministro debe ser función del tipo, importancia y características específicas de la carga servida. De acuerdo a esta premisa, los niveles de confiabilidad deberán ser establecidos teniendo en cuenta estos tres factores, independientemente de su localización; sin embargo, la consideración de otros factores importantes tales como: aspectos económicos, características propias de los sistemas de distribución, localización de las cargas con características totalmente diferentes en la misma zona, etc., obligan en la mayoría de los casos a establecer los grados de continuidad en función de la zona típica del mercado. Entonces, para poder definir o fijar los grados de continuidad requeridos en términos globales y que puedan ser comparados con los índices obtenidos en diversos sistemas de distribución, es necesario establecerlos por bloques de consumidores que representan las diversas zonas atendidas. La adopción de estos índices de referencia permite el análisis crítico comparativo entre la situación real de operación de un sistema de distribución y sus índices establecidos o bien con los otros sistemas similares.

Existen varios criterios para el establecimiento de estos grados de continuidad, mismos que dependerán de las políticas de diseño, servicio y operación de cada empresa. A continuación y a manera de ejemplo, se presenta uno de estos criterios normalizados ya por varias empresas de distribución de Latinoamérica. Los grados de continuidad se establecieron en una escala de 1 a 4, siendo el valor más bajo o deficiente el 4, límite inferior mínimo que para este caso debe cumplirse.

En la clasificación presentada en la Tabla 12.1, se presentan las zonas en seis tipos diferentes. Los parámetros utilizados para la clasificación reflejan más la energía requerida o suministrada en esta zona que la confiabilidad requerida; sin embargo, esto es justificable, dada la correlación que existe entre las grandes concentraciones de carga y sus necesidades de alto grado de continuidad.

Los grados de continuidad son fijados para cada zona y sirven como referencia en el proceso de planeación y diseño de redes:

- **Grado 1**: Es un valor que se considera ideal y una vez alcanzado requiere mínimas mejoras o instalación de equipo en la red.
- **Grado 2**: Significa que el sistema, admite mejoras o instalación de equipo que permita mayor flexibilidad en la operación y por ende, menor número de consumidores afectados por las fallas y menor tiempo de reparación.
- **Grado 3**: Este se define como el número requerido para suministrar un servicio aceptable; un sistema de distribución con estas características admite mejoras sustanciales y su objetivo será siempre llegar al grado superior.
- **Grado 4**: Este define una condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras sustanciales en su diseño, operación y mantenimiento.

En la Tabla 12.2 se resumen estos grados de continuidad y las características de las zonas donde se aplican. Como ya se mencionó, estos grados de continuidad son aplicados a un conjunto de consumidores; sin embargo, es de utilidad establecer parámetros mínimos que deben observarse a nivel del consumidor individual. En la Tabla 12.3 se resumen estos índices que pueden servir de referencia para tal efecto.

12.8.1. Escala de prioridades para consumidores en situaciones de emergencia

Todos los procesos de producción o actividades de los consumidores son dependientes en mayor o menor grado de la continuidad del suministro de energía. En consecuencia, los niveles de referencia definidos en función de las zonas atendidas como las mencionadas anteriormente, no siempre satisfacen los requisitos de continuidad para los consumidores con procesos de producción o actividades especiales o porque los índices de confiabilidad no siempre reflejan el comportamiento del sistema a nivel del consumidor individual; por lo tanto, en ocasiones es necesario calcular la duración total y frecuencia de las interrupciones a consumidores especiales. Bajo estas observaciones, las empresas de energía proyectan sus redes de tal manera que se puedan atender una escala de prioridades en situaciones de emergencia a algunos de estos consumidores. A continuación se resume, a manera de ejemplo, una posible clasificación de prioridades:

12.8.1.1. Consumidores con prioridad A

Son aquellos en los que cualquier interrupción no programada, aunque ésta sea instantánea, le ocasiona:

- Paralización total de sus actividades principales o de su proceso de producción que ocasiona pérdidas de su producto; por tanto, en cualquiera de estos casos representa perjuicios sociales para la comunidad o daños financieros para las empresas.
- Riesgos serios para la vida humana.
- Dificultad en el retorno a actividades normales del consumidor una vez se restablezca la energía.

Como ejemplos se pueden citar: fábricas de cables, de papel, de leche en polvo o de café; industrias de vidrio, centros de procesamiento de datos, industrias textiles, emisoras de radio y televisión, hospitales y sistemas eléctricos de transporte colectivo (metros).

12.8.1.2. Consumidores con prioridad B

Son todos aquellos para los cuales las interrupciones no programadas ocasionan la paralización de sus actividades principales o de sus procesos de producción, pérdidas del producto, en cualquiera de estos casos con pérdidas financieras importantes.

Como ejemplos se pueden indicar: industrias con altos hornos, bancos, estaciones de bombeo y organismos gubernamentales. Para este tipo de consumidores las interrupciones programadas deben ser las mínimas posibles.

12.8.1.3. Consumidores con prioridad C

Son aquellos para los cuales una interrupción instantánea no les afecta; sin embargo, la falta de energía prolongada si representa daños serios en sus procesos de producción o actividades principales.

En estos casos se encuentran: instituciones gubernamentales no encuadradas en el tipo B, centros comerciales importantes, hoteles, cines y teatros, etc.

12.8.1.4. Consumidores con prioridad D

Son todos los consumidores no considerados en las clasificaciones anteriores, generalmente serán consumidores residenciales y pequeños comercios.

Tabla 12.1. Clasificación de zonas.

Tipo	Características básicas ¹		Características urbanas ²					Sistema eléctrico ³	
	Número de consumidores	Consumo industrial MWh/año	Densidad demográfica	Área urbana	Crecimiento vertical	Densidad MVA/km ²	Otras características	Subestaciones	Transmisión
A	>50000	>100000	> 2000	> 100	Acentuado	> 1.5	Existencia de centros comerciales y/o industrias	≥ 3	Acepta contingencias
B	15000 - 50000	25000 - 100000	1500 - 2000	40 - 100	Se inicia	-	Inicio de centros comerciales y/o industriales	≥ 2	Acepta contingencias
C	5000 - 15000	10000 - 25000	1000 - 1500	10 - 40	-	-	-	≥ 1	No acepta contingencias
D	1000 - 5000	2500 - 10000	1000 - 1500	3 - 10	-	-	-	No siempre existe en la zona de carga	✓
E	200 - 1000	< 2500	500 - 1000	1 - 3	-	-	-	Normalmente no existe en la zona de carga	✓
F	< 200	< 2500	< 500	< 1	-	-	-	✓	✓

Notas: ¹ Para poder clasificar una zona, basta cumplir con una condición.
² Características normalmente encontradas.
³ Características generales de los sistemas eléctricos normalmente usados.

Tabla 12.2. Grados de continuidad anuales en sistemas de distribución.

Tipo de zonas	VALORES DE GRADOS ANUALES							
	1		2		3		4	
	SAIDI Horas	SAIFI	SAIDI horas	SAIFI	SAIDI horas	SAIFI	SAIDI horas	SAIFI
A Centros comerciales, industriales y residenciales concentrados	≤ 1	≤ 2	>1-5	>2-10	- 15* >5-20**	-20* >10-25**	>15* >20**	>20* >25**
A Parte restante	≤ 5	≤ 10	>1-10	>20-10	>10-30	>20-45	>30	>45
B (15000 a 50000)	≤ 10	≤ 20	>10-20	>20-35	>20-40	>35-50	>40	>50
C (5000 a 15000)	≤ 15	≤ 20	>15-25	>20-35	>25-50	>35-60	>50	>60
D (1000 a 5000)	≤ 35	≤ 30	>35-50	>30-45	>50-70	>45-70	>70	>70
E (200 a 1000)	≤ 45	≤ 30	>45-65	>30-45	>65-120	>45-90	>120	>90
F Menos de 200 consumidores rurales	≤ 60	≤ 40	>60-90	>40-60	>90-120	>60-90	>120	>90
* Para zonas en red automática subterránea. ** Para zonas en red radial subterránea.								

Tabla 12.3. Límites máximos de duración y frecuencia para consumidores individuales.

Consumidor	Duración anual de interrupción, horas	Frecuencia anual de interrupción
Suministro de energía por una red subterránea.	30	35
Suministro en tensiones de transmisión o subtransmisión (V > 69kV).	30	40
Suministro en tensiones de transmisión o subtransmisión (V < 69 kV) o tensión primaria de distribución con consumos mayores a los de una zona rural.	80	70
Suministro en tensiones secundarias de distribución en zonas de más de 1000 consumidores con consumos de energía mayores a los de una zona rural.	100	80
Localización en zona rural, atendida por línea área o pertenecientes a un conjunto de consumidores menor a 1000.	150	120
Nota: Se consideran únicamente interrupciones de más de tres minutos.		

12.9. Índices de confiabilidad para sistemas de distribución

12.9.1. Definición de consumidor para los índices de confiabilidad [82]

Básicamente existen dos definiciones diferentes de consumidor ampliamente usadas en las empresas de energía:

- *La primera* considera la cuenta facturada en las empresas de energía. Una cuenta facturada es contabilizada como un consumidor. Un consumidor puede estar residiendo en una vivienda, en una oficina o en una compañía. La potencia demandada por un consumidor puede ser menor que 1 KVA o tan alta como 20KVA o mayor dependiendo del tipo de consumidor.
- *La segunda* definición esta basada en el uso de la potencia en el tiempo cuando sucede la falla.

La última definición de consumidor no depende del tipo de consumidor y es empleada en el cálculo de los índices de confiabilidad. Es importante notar que la cantidad de carga conectada por el consumidor y usada para el cálculo de los índices de confiabilidad del servicio, no afectará los valores de los índices puesto que el término *número de consumidores* aparece tanto en el numerador como en denominador de cada índice de confiabilidad del servicio. La carga por consumidor se cancelará en el cálculo de los índices de confiabilidad. Por tanto, el índice de confiabilidad del servicio es independiente de la elección de la carga conectada por el consumidor.

12.9.2. Conceptos [79]

Los índices de confiabilidad que han sido evaluados usando los conceptos clásicos son básicamente: la rata promedio de fallas, la duración de salida promedio y el tiempo promedio de salida anual (indisponibilidad anual promedio).

Se debe notar sin embargo, que ellos no son valores determinísticos sino que son valores esperados (o promedios) de una distribución de probabilidad fundamental y por lo tanto, sólo representan los valores promedio a largo plazo. Similarmente la palabra “*promedio*” o “*esperado*” será generalmente omitida para todos los demás índices a ser descritos y estos adjetivos estarán implícitos siempre en el uso de esos términos.

Aunque estos tres índices primarios son muy importantes, ellos no siempre dan una completa representación del comportamiento y de la respuesta del sistema. Por ejemplo, los mismos índices deberían ser evaluados sin tener en cuenta si un consumidor o 100 consumidores fueron conectados al punto de carga o si la carga promedio en el punto de carga fue de 10KW o 100KW. Para reflejar la severidad o la trascendencia de una salida del sistema, los índices adicionales que son más comúnmente usados son definidos en los siguientes numerales.

Existen dos métodos para el cálculo de los índices de confiabilidad. La mayoría de las empresas de energía calculan los índices basados en el número de consumidores afectados por cada salida y la duración de la salida. Existe otro grupo de índices basados en la cantidad de carga perdida, ello no hace perder de vista la carga real perdida, sino que más bien usa el valor de la carga pico de cualquier sección dada en el cálculo de sus índices. Las compañías que basan sus índices de confiabilidad en la carga perdida lo están haciendo como una fase previa para calcular los índices basados en el consumidor.

Los índices que han sido definidos por varios grupos tales como IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), EEI (Edison Electric Institute), EPRI (Electric Power Research Institute) y CEA (Canadian Electric Association) son los siguientes:

12.9.3. Índices primarios (Parámetros Básicos) [16], [16], [21]

12.9.3.1. Rata de fallas promedio

$$\lambda_s = \sum_i \lambda_i \quad (12.1)$$

12.9.3.2. Tiempo de salida promedio anual

$$U_s = \sum_i \lambda_i r_i \quad (12.2)$$

12.9.3.3. Tiempo de salida promedio

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (12.3)$$

12.9.4. Índices orientados al consumidor [79], [81], [84], [90]

12.9.4.1. Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de consumidores interrumpidos}}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{(\text{Número de consumidores interrumpidos}) \cdot (\text{Número de interrupciones})}{\text{Número total de consumidores servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i \lambda_i N_i}{\sum_i N_i} \quad (12.4)$$

donde λ es la rata de fallas y N_i es el número de consumidores en el punto de carga i .

12.9.4.2. Índice de frecuencia de interrupción promedio del consumidor (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones del consumidor}}{\text{Número total de consumidores afectados}} \quad (12.5a)$$

Este índice difiere del SAIFI sólo en el valor del denominador. Es particularmente útil cuando un año calendario dado es comparado con otros años puesto que, en cualquier año calendario dado, no todos los consumidores serán afectados y muchos experimentarán completa continuidad de suministro. El valor del CAIFI por lo tanto, es muy útil en el reconocimiento de tendencias cronológicas en la confiabilidad de un sistema particular de distribución. En la aplicación de este índice, los consumidores afectados serán contados sólo una vez, sin reparar en el número de interrupciones que ellos pudieron haber experimentado en el año.

12.9.4.3. Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupción del consumidor}}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$SAIDI = \frac{(\text{Duración da la salida}) \cdot (\text{Número de consumidores afectados})}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (12.5b)$$

donde U_i es el tiempo de salida anual.
 N_i es el número de consumidores del punto de carga i .

12.9.4.4. Índice de duración de interrupción promedio del consumidor (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupción del consumidor}}{\text{Número total de interrupciones del consumidores}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (12.6)$$

donde λ_i es la rata de fallas
 U_i es el tiempo de salida anual
 N_i es el número de consumidores del punto de carga i .

12.9.4.5. Índice de disponibilidad promedio de servicio (ASAI)

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandadas por el consumidor}}$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i * 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i * 8760} \quad (12.7)$$

12.9.4.6. Índice de indisponibilidad promedio del servicio (ASUI)

$$ASUI = \frac{\text{Horas de indisponibilidad del servicio del consumidor}}{\text{Horas de servicio demandadas por el consumidor}}$$

$$ASUI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i * 8760} \quad (12.8)$$

donde 8760 es el número de horas en un año calendario.

12.9.4.7. Tiempo promedio hasta la restauración del servicio (ATPII)

$$ATPII = \frac{\text{Suma de duración de interrupciones}}{\text{Número de interrupciones}} \quad (12.9)$$

Es también llamado índice de tiempo promedio por interrupción

12.9.4.8. Minutos de consumidor por interrupción (CMPII)

$$CMPII = \frac{\text{Suma de minutos de consumidor por duración}}{\text{Número de interrupciones}} \quad (12.10)$$

12.9.5. Índices basados en la carga [79], [84], [90]

Los índices basados en la carga fueron desarrollados por la PEA (Pennsylvania Electric Association). Estos índices están basados en la carga pico conectada durante una interrupción en lugar del número de consumidores interrumpidos. Estos índices son usados debido a las limitaciones de las bases de datos de las empresas de energía.

12.9.5.1. Índice de duración de interrupción promedio del sistema (ASIDI)

$$ASIDI = \frac{\text{KVA minutos interrumpidos}}{\text{KVA conectados totales servidos}} \text{ (Minutos)} \quad (12.11)$$

12.9.5.2. Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (ASIFI)

$$ASIFI = \frac{\text{KVA interrumpidos}}{\text{KVA conectados totales servidos}} \text{ (Interrupción promedio)} \quad (12.12)$$

12.9.5.3. Índice de duración de interrupción promedio del circuito (ACIDI)

$$ACIDI = \frac{\text{KVA minuto interrumpidos}}{\text{KVA conectados totales servidos}} \text{ (Minutos)} \quad (12.13)$$

12.9.5.4. Índice de frecuencia de interrupción promedio del circuito (ACIFI)

$$ACIFI = \frac{\text{KVA interrumpidos}}{\text{KVA conectados totales servidos}} \text{ (Interrupción promedio)} \quad (12.14)$$

12.9.6. Índices orientados a la carga y energía [79]

Uno de los parámetros importantes requeridos en la evaluación de los índices orientados a la carga y energía es la carga promedio en la barra de cada punto de carga.

La carga promedio L_a está dada por:

$$L_a = L_p f \quad (12.15)$$

donde L_p = Demanda de carga pico.
 f = Factor de carga.

Además,

$$La = \frac{\text{Energía total demandada en el periodo de interés}}{\text{Periodo de interés}} = \frac{Ed}{t} \quad (12.16)$$

donde Ed y t son mostrados en la curva de duración de la carga de la Figura 12.3 y t es normalmente 1 año calendario.

12.9.6.1. Índice de energía no suministrada (ENS)

$$\text{ENS} = \text{energía total no suministrada por el sistema} = \sum LaiUi \quad (12.17)$$

donde Lai es la carga promedio conectada al punto de carga i .

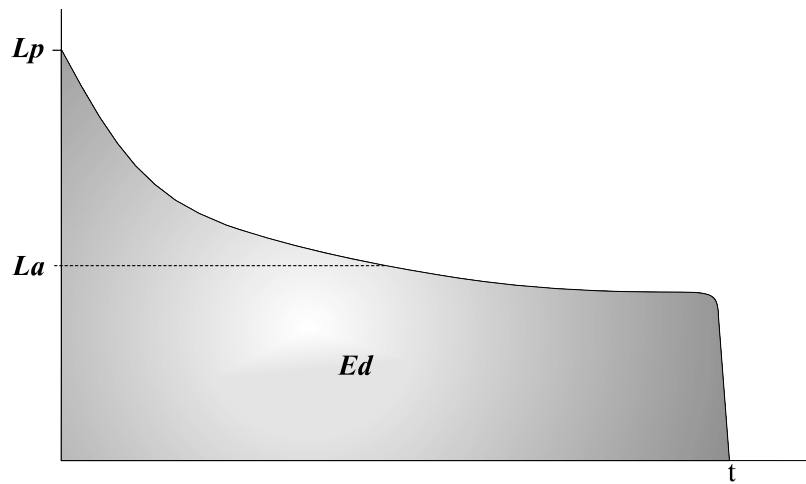


Figura 12.3. Ilustración de Lp , La , Ed y t .

12.9.6.2. Energía promedio no suministrada (AENS) o índice de corte promedio del sistema (ASCI)

$$AENS = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de consumidores servidos}} = \frac{\sum LaiUi}{\sum Ni} \quad (12.18)$$

12.9.6.3. Índice de corte promedio al consumidor (ACCI)

$$ACCI = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de consumidores afectados}} \quad (12.19)$$

Este índice difiere del AENS en la misma forma que el CAIFI difiere del SAIFI. Es por lo tanto, un índice útil para monitorear los cambios de la energía promedio no suministrada entre un año calendario y otro.

12.9.7. Otros índices

12.9.7.1. Índices de comportamiento de alimentadores [82]

Para describir el comportamiento de la confiabilidad de un alimentador, los índices FAIFI (índice de frecuencia de interrupción promedio del alimentador) y FAIDI (índice de duración de interrupción

promedio del alimentador) son definidos reemplazando en la definición de SAIFI y SAIDI la palabra “sistema” por la palabra “alimentador”.

FAIFI indica la cantidad esperada de interrupciones por año en promedio de cada consumidor en el alimentador.

FAIDI indica la cantidad esperada de minutos de la interrupción por año en promedio para cada consumidor en el alimentador.

Para aplicar los índices de confiabilidad en el planeamiento de alimentadores en el cual más de un alimentador está involucrado en un proyecto simple, los índices MFAIFI (índice de frecuencia de interrupción promedio de multialimentadores) y MFAIDI (índice de duración de interrupción promedio para multialimentadores) para multialimentadores son propuestos y que son similares a FAIFI y FAIDI, pero en lugar de aplicarlo a alimentadores simples se aplican a multialimentadores.

12.9.7.2. Índices que tienen en cuenta interrupciones momentáneas y tormentas

El SAIFI no incluye salidas momentáneas. El enorme crecimiento de las cargas electrónicas sensitivas han incrementado el impacto que las interrupciones momentáneas tienen sobre los consumidores, la IEEE ha definido un nuevo índice de confiabilidad que caracteriza las interrupciones momentáneas, este índice es el MAIFI (índice de frecuencia de interrupción momentánea promedio). Como el MAIFI está definido, las herramientas de evaluación de confiabilidad deberían ser capaces de pronosticar el MAIFI, así como ellas son capaces de pronosticar el SAIFI. El número total de interrupciones momentáneas que cada consumidor puede esperar, MAIFI, puede calcularse como el número de interrupciones momentáneas debido a todas las fallas que se autodespejan más el número de interrupciones momentáneas debido a todas las fallas permanentes.

Las empresas de energía no incluyen las interrupciones que ocurren durante las tormentas cuando calculan el SAIDI. Esto se debe principalmente a dos razones: a la falta de datos y a las tolerancias del consumidor. Estas razones son válidas, pero las interrupciones que los consumidores experimentan durante las tormentas afectarán la confiabilidad. Por esta razón, la IEEE propuso un nuevo índice de confiabilidad, el STAIDI (índice de duración de interrupción promedio por tormentas):

$$STAIDI = \frac{\sum \text{Horas de la interrupción a consumidores al año por tormentas}}{\text{Numero total de consumidores}} \quad (12.20)$$

Los métodos analíticos que pueden pronosticar los valores STAIDI asumen que pueden pronosticar todas las fallas que son mutuamente excluyentes. Esta es una suposición razonable en condiciones sin tormentas, pero no es cierto durante condiciones de tiempo adverso. La principal dificultad durante las tormentas es que un modo de falla común resulta en muchos eventos de falla sobrepuestos y como consecuencia de esto puede no existir el número de cuadrillas de obreros suficiente para atender cada falla a medida que ésta ocurre. Algunos tipos de tiempo adverso que resultan en tales fallas de modo común incluyen: vientos fuertes, descargas eléctricas, bajas temperaturas (heladas) y terremotos.

12.9.8. Resultados de un estudio [84]

En 1990 fue realizado en USA un estudio en el cual se encuentran los siguientes valores típicos (se anexan con fines comparativos).

SAIDI = 95.9 minutos/año
 SAIFI = 1.18 interrupciones/año
 CAIDI = 76.93 minutos/año
 ASAI = 0.999375 interrupciones/año

En una encuesta realizada a 49 empresas de energía se encontró que el porcentaje de empresas que utilizan los diferentes índices, es el siguiente:

ASAI	: 64%
SAIFI2	: 8%
CAIDI	: 70%
CMPII	: 4%
SAIFI1	: 6%
SAIDI	: 82%
CAIFI	: 6%
SAIFI	: 76%
ATPII	: 6%
Otros	: 26%
No usan	: 10%

En términos menos técnicos, la mayoría de las empresas están interesadas en los siguientes índices:

- **Minutos de salida promedio de consumidor por año:** Es la cantidad de tiempo acumulado promedio que un consumidor dado puede esperar estar sin servicio en un período de un año (CMO o SAIDI).
- **Duración promedio de una salida dada:** Algunas salidas pueden ser muy cortas, otras demasiado largas. Este número es simplemente la duración promedio (CAIDI).
- **Número promedio anual de salidas:** Es el número promedio de veces que un consumidor dado puede esperar una salida en un año (SAIFI).
- **Disponibilidad del servicio:** Es la relación del número total de horas del consumidor en que el servicio estuvo disponible al número total de horas del consumidor demandadas (ASAI). Aunque rara vez es usado en confiabilidad de sistemas de distribución, es generalmente calculado para comparación con otras partes del sistema.

Otro importante descubrimiento del estudio en mención, fue que la mayoría de las empresas de energía no clasifican una interrupción que no excede los 5 minutos como una salida. Esto significa que las fallas temporales y sus operaciones asociadas de disyuntores y reclosers no son consideradas como salidas.

Este mismo estudio indicó el número de empresas que reportó las duraciones de salidas momentáneas así:

13	Empresas reportaron salidas de máximo 5 minutos.
1	Empresa reportó salidas de máximo 3 minutos.
4	Empresas reportaron salidas de máximo 2 minutos.
3	Empresas reportaron salidas de máximo 1 minuto.

12.10. Desempeño del sistema [79]

Los índices orientados al consumidor y a la carga descritos anteriormente son muy útiles para evaluar la severidad de las fallas del sistema en los análisis de pronósticos de la confiabilidad futura. Ellos también se pueden utilizar sin embargo, como medio de evaluación del desempeño pasado del sistema. En efecto, en la actualidad son probablemente los más ampliamente usados en este sentido así como las medidas de

desempeño futuro. La evaluación del desempeño del sistema es un procedimiento valioso por tres importantes razones:

- a) Establece los cambios cronológicos en el comportamiento del sistema y por tanto, ayuda a identificar áreas débiles y la necesidad de refuerzos.
- b) Establece los índices existentes que sirvan como una guía para los valores aceptables en las evaluaciones futuras de confiabilidad.
- c) Permite la obtención de pronósticos previos para ser comparados con la experiencia real de operación.

Ejemplo 12.1: considérese una porción de un sistema de distribución que tiene 6 puntos de carga. El número de consumidores y la carga promedio conectada a esos puntos de carga se muestran en la Tabla 12.4.

Tabla 12.4. Detalles del sistema de distribución.

Punto de carga	Número de consumidores N	Carga promedio conectada L_a (KW)
1	1000	5000
2	800	3600
3	600	2800
4	800	3400
5	500	2400
6	300	1800
Totales	4000	19000

Asumir que ocurren cuatro fallas en el sistema en un año calendario dado y que se tienen los efectos de interrupción mostrados en la Tabla 12.5

Tabla 12.5. Efectos de interrupción en un año calendario dado.

Caso de interrupción	Punto de carga afectado	Número de consumidores desconectados N_c	Carga Cortada L_c KW	Duración de interrupción d (horas)	Horas de corte del consumidor $N_c d$	Energía no suministrada a $L_c d$, KWh
1	2	800	3600	3	2400	10800
2	3	600	2800	3	1800	8400
3	6	300	1800	2	600	3600
4	3	600	2800	1	600	2800
5	5	500	2400	1.5	750	3600
6	6	300	1800	1.5	450	2700
Totales		3100	15200		6600	31900
Número de consumidores afectados = $800+600+300+500 = 2200 = N_a$						

La información dada en las Tablas 12.4 y 12.5 permite evaluar todos los índices orientados al consumidor y a la carga que siguen a continuación:

$$SAIFI = \frac{\sum N_c}{\sum N} = \frac{3100}{4000} = 0.775 \text{ Interrupciones/Consumidor}$$

$$CAIFI = \frac{\sum Nc}{\sum Na} = \frac{3100}{2200} = 1.409 \text{ Interrupciones/Consumidor afectado}$$

$$SAIDI = \frac{\sum Ncd}{\sum N} = \frac{6600}{4000} = 1.65 \text{ Horas/Consumidor} = 99 \text{ Minutos/Consumidor}$$

$$CAIDI = \frac{\sum Ncd}{\sum Nc} = \frac{6600}{3100} = 2.13 \text{ Horas/Interrupción consumidor}$$

$$= 127.7 \text{ Minutos/interrupción consumidor}$$

$$ASAI = \frac{\sum N \cdot 8760 - \sum Ncd}{\sum N \cdot 8760} = \frac{4000 \cdot 8760 - 6600}{4000 \cdot 8760} = 0.999812$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 1 - 0.999812 = 0.000188$$

$$ENS = \sum Lcd = 31900 \text{ KWh}$$

$$AENS = \frac{ENS}{\sum N} = \frac{31900}{4000} = 7.98 \text{ KWh/Consumidor}$$

$$ACCI = \frac{ENS}{Na} = \frac{31900}{2200} = 14.5 \text{ KWh/Consumidor afectado}$$

12.11. Costos de interrupción al consumidor (CIC) [82]

El CIC se define como una medida de las pérdidas económicas de los consumidores debido a una interrupción del servicio de energía y reflejan el valor de este servicio de electricidad proporcionado por una empresa de energía a los consumidores y los inconvenientes experimentados por los usuarios cuando ocurre una falla. La inconveniencia y el daño a los consumidores involucran tres períodos:

- El primer período está inmediatamente después de la interrupción, los consumidores toman medidas necesarias para prevenir cualquier posible daño y todas las actividades tales como la producción, trabajo y vida normal son inmediatamente interrumpidas.
- En el segundo período el paro es casi total, no hay producción, ni ventas, ni trabajo de oficina. En este período el CIC es proporcional a la duración de la interrupción.

- El tercer período viene después de la restauración del servicio cuando los consumidores toman acciones para reanudar la producción, el trabajo y la vida normal.

Aunque el primero y el tercer período son cortos, las medidas que los consumidores tienen que tomar requieren gran cantidad de esfuerzo. El valor económico es alto para un corto período de tiempo y las fallas momentáneas de potencia tienen un alto costo por hora.

Algunas de las pérdidas de los consumidores pueden ser determinadas en términos monetarios, pero otras no, como por ejemplo los inconvenientes. Pérdidas como el retraso en la entrega de productos no pueden determinarse directamente y los costos indirectos tampoco pueden ser evaluados.

12.11.1. Metodología VBDRA [82]

La metodología VBDRA (Value Basic Distribution Reliability Assessment) desarrollada por Chen, Allen y Billinton, combina los índices de confiabilidad y los CIC en los puntos de carga. La evaluación de la confiabilidad proporciona las tasas de fallas y las duraciones de las fallas en cada punto de carga. De acuerdo al tipo de carga y al punto de carga del consumidor, el costo de interrupción en cada punto de carga se calcula mediante:

$$IC_i = \lambda_i \cdot r_i \cdot L_i \cdot CIC_i \quad (12.21)$$

donde λ_i = tasa de fallas del sitio de carga i .

r_i = duración de las fallas del sitio de carga i .

L_i = Carga en KW del sitio de carga i .

CIC_i = i -ésimo costo de interrupción del consumidor en \$ por KW por minuto.

Así, el CIC del alimentador es la suma de todos los CI_i en el alimentador.

En el evento de fallas de equipo, los consumidores “aguas arriba” experimentan una interrupción que dura lo que dura la falla del equipo, los minutos de interrupción anual son contabilizados por la sumatoria de los tiempos de falla de los equipos ubicados “aguas arriba”.

Sea i , el i -ésimo consumidor y j , el j -ésimo elemento eléctrico en el alimentador, luego, λ_j y r_j son las tasas de las fallas y la duración de las fallas del j -ésimo elemento, L_i es la carga del i -ésimo consumidor y $CIC_i(r_j)$ es el valor de la i -ésima función de costo de interrupción al consumidor cuando el tiempo de salida del j -ésimo elemento fallado es r_j . El costo de la interrupción total del i -ésimo consumidor debido a las fallas de elementos ubicados “aguas arriba” es:

$$IC_i = \sum_{j \in m(i)} \lambda_j r_j \cdot L_i \cdot CIC_i(r_j) \quad (12.22)$$

Donde $m(i)$ es el conjunto de elementos ubicados “aguas arriba” del i -ésimo consumidor a lo largo de la trayectoria del alimentador. Por lo tanto, los costos de interrupción totales del consumidor de todos los n consumidores del alimentador son:

$$FIC_I = \sum_{i=1}^n IC_i = \sum_{i=1}^n \sum_{j \in m(i)} \lambda_j r_j \cdot L_i \cdot CIC_i(r_j) = \sum_{i=1}^n \left(L_i \cdot \sum_{j \in m(i)} \lambda_j r_j \cdot CIC_i(r_j) \right) \quad (12.23)$$

Cuando la rata de fallas y la duración de las fallas en el punto de carga del consumidor, calculados a través del sistema serie son consideradas, el costo de la interrupción del i -ésimo consumidor es:

$$IC_i = \lambda_i r_i \cdot L_i \cdot CIC_i(r_i) \quad (12.24)$$

Los costos totales de interrupción del consumidor para el alimentador son:

$$\begin{aligned} FIC_S &= \sum_{i=1}^n IC_i = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i L_i CIC_i(r_i) \\ FIC_S &= \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j \in m(i)} \lambda_j \right) \left(\frac{\sum_{j \in m(i)} \lambda_j r_j}{\sum_{j \in m(i)} \lambda_j} \right) \cdot L_i \cdot CIC_i(r_i) \\ FIC_S &= \sum_{i=1}^n \left(L_i \cdot \sum_{j \in m(i)} \lambda_j r_j \cdot CIC_i(r_i) \right) \end{aligned} \quad (12.25)$$

$$\text{Se puede notar que si } CIC_i(r_i) \approx CIC_i(r_j), \text{ entonces } FIC_S \approx FIC_1 \quad (12.26)$$

Esta última expresión es válida en aplicaciones prácticas y se puede comprobar fácilmente que:

$$\min_j r_j \leq r_i \leq \max_j r_j \quad \text{para todo } i. \quad (12.27)$$

12.11.2. Asignación y evaluación de los costos de interrupción usando las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad [89]

Actualmente existe un creciente interés en la determinación cuantitativa del valor de la confiabilidad de sistemas de potencia y su aplicación a la evaluación del costo/ beneficio en el planeamiento y operación de estos sistemas. Un aspecto importante en esta determinación es la evaluación de los costos de interrupción usando no solamente los índices de confiabilidad promedios, sino también sus distribuciones de probabilidad. La necesidad de estas distribuciones se apoya en el hecho de que los costos de interrupción con frecuencia no varía linealmente con la duración de la interrupción. Por lo tanto, el uso de valores promedio para calcular el valor costo/confiabilidad de la interrupción pueden producir resultados erróneos comparados con los resultados obtenidos usando las distribuciones de duración total. Por lo tanto, las funciones de densidad fundamentales de las duraciones de las interrupciones, deben ser consideradas en el análisis para evaluar el costo promedio anual de las interrupciones y para proveer una información adicional, considerando la variación de los índices alrededor de sus valores medios que pueden ser útiles para el planeamiento y diseño.

Los siguientes modelos tienen en cuenta la asignación y la evaluación del costo/ beneficio asociado con un sector de usuarios dado, área de servicio o sistema y requieren del conocimiento de:

- El modelo del costo en la forma de una función de daño al consumidor (CDF).
- El modelo de cargas promedio conectadas a cada barra.
- El modelo del sistema que contiene los parámetros de confiabilidad de todos los componentes para el área de servicio que está siendo analizada
- De las distribuciones de probabilidad asociados con la duración de la salida y el CAIDI.

La función del costo de la interrupción es representada como el costo por KW de demanda pico anual y por KWh de energía demandada para interrupciones de 1 minuto, 20 minutos, 1 hora, 4 horas y 8 horas de duración. Una interrupción mayor de 8 horas debe usar técnicas de extrapolación para evaluar su costo, con una pendiente del CDF asumida como la misma que se tiene entre 4 y 8 horas. Los costos de las interrupciones de duración intermedia son calculados usando la interpolación lineal.

Usando los CDF basados en esos valores anuales se demuestra que la evaluación del valor de suministro a los consumidores depende del tiempo de salida y no de la carga desconectada o de la energía no suministrada.

El siguiente procedimiento es usado para estimar los costos de la interrupción promedio al año:

1. Un modelo simple para los costos de interrupción promedio anual de cada sector de consumo en una barra particular, es obtenido por medio de la evaluación de la rata promedio de fallas de la barra (λ_j), la duración promedio de la salida de la barra (r_j), la distribución de probabilidad de la duración de salida de la barra (Pr_j), la indisponibilidad promedio anual de la barra (U_j) y la carga promedio conectada a la barra por sector k , (La_{kj}).
2. Correspondiendo al tiempo de salida r_j , se evalúa el costo de interrupción por sector, $C_k(r_j)$ en \$/KW y \$/KWh, usando interpolación o extrapolación lineal y correspondiente función de daño del sector de consumo (SCDF).
3. Correspondiendo a la distribución de probabilidad de r_j , se evalúa el costo de interrupción $C_k(r_j)$, usando la interpolación o extrapolación lineal y la correspondiente SCDF.

El costo de interrupción promedio anual para cada sector k conectado al barraje j puede ser evaluado usando las siguientes ecuaciones:

Costo por demanda pico - (\$/KW)

$$SIC_{kj} = C_k(r_j) La_{kj} \lambda_j \text{ MW-}\$/\text{KW-año} \quad (12.28)$$

$$SICP_{kj} = \sum_i^n C_k(r_{ij}) \cdot Pr_{ij} \cdot La_{kj} \cdot \lambda_j \text{ MW-}\$/\text{KW año} \quad (12.29)$$

Costo por energía demandada anual - (\$/KWh)

$$SIC_{kj} = C_k(r_j) \cdot La_{kj} \cdot U_j \text{ MW-}\$/\text{KWh - año} \quad (12.30)$$

$$SICP_{kj} = \sum_i^n C_k(r_{ij}) \cdot Pr_{ij} \cdot La_{kj} \cdot U_j \text{ MW-}\$/\text{KWh - año} \quad (12.31)$$

donde:

SIC_{kj} es el costo de interrupción anual del sector evaluado, combinando solamente los índices de confiabilidad promedios con el costo de interrupción promedio (\$/KW) y (\$/KWh) para una duración de salida específica. $SICP_{kj}$ es el valor equivalente pero calculado a partir de las distribuciones de probabilidad.

La variable aleatoria continua r_j es discretizada en pasos de acuerdo a la clase de frecuencia. Este valor discretizado tiene n resultados (r_{ij}), cada uno con una probabilidad de ocurrencia de Pr_{ij} . Cada r_{ij} tiene su correspondiente costo de salida $C_k(r_{ij})$, el cual es hallado usando la función de daño al consumidor respectiva (CDF) y las técnicas de interpolación. Esta asume que todas las ocurrencias en una clase particular se presentan en el punto medio. Por lo tanto, cada valor es la media de los datos de frecuencia agrupados dentro de cada clase. Basados en estos conceptos, el $SICP_{kj}$ puede ser calculado como el costo de interrupción promedio anual del sector evaluado, combinando los índices de confiabilidad promedios La_{kj} y λ_j o U_j , la distribución de probabilidad Pr_{ij} de la duración de salida del punto de carga y sus respectivos costos de salida $C_k(r_{ij})$.

4. Los costos de interrupción promedio de cada barraje pueden ser evaluados directamente si los costos de interrupción por sector son conocidos. Estos costos son obtenidos combinando los costos de sus categorías de sectores constitutivos apropiadamente ponderados (usando sus cargas pico respectivas y la carga pico del barraje), para representar el costo mixto de una barra particular. Los mismos índices considerados en paso 1 tienen que ser tomados en cuenta y también la carga promedio conectada a la barra (La_j).
5. Correspondiendo al tiempo de salida promedio r_j , se evalúa el costo de interrupción $C_j(r_j)$ en \$/KW y \$/KWh, como se calculó en el paso 2.
6. Correspondiendo a la distribución de probabilidad r_j , (Pr_j), se evalúa el costo de interrupción $C_j(r_j)$, en \$/KW y \$/KWh, usando la interpolación o extrapolación lineal y el SCDF mixto.

Por lo tanto, el valor promedio anual del costo mixto de interrupción del sector para cada barra j a ser determinada, puede ser evaluado considerando las siguientes ecuaciones.

Costo por demanda pico - (\$/KW)

$$MIC_j = C_j(r_j) \cdot La_j \cdot \lambda_j \quad \text{MW-$/KW año} \quad (12.32)$$

$$MICP_j = \sum_i^n C_j(r_{ij}) \cdot Pr_{ij} \cdot La_j \cdot \lambda_j \quad \text{MW-$/KW año} \quad (12.33)$$

Costo por energía anual demandada - (\$/KWh)

$$MIC_j = C_j(r_j) \cdot La_j \cdot U_j \quad \text{MW-$/KWh año} \quad (12.34)$$

$$MICP_j = \sum_i^n C_j(r_{ij}) \cdot Pr_{ij} \cdot La_j \cdot U_j \quad \text{MW-$/KWh año} \quad (12.35)$$

donde:

$k = 1, \dots, nk$, nk es el número de sectores por barra. MIC_j es el valor promedio anual del costo de interrupción mixto evaluado mediante la combinación de los índices de confiabilidad promedio con los costos de interrupción promedio (\$/KW) para una duración específica de salida. $MICP_j$ es el costo mixto de interrupción promedio anual evaluado mediante combinación de los índices de confiabilidad promedios de la barra j , (λ_j o U_j), la probabilidad de la duración de salida de la barra (Pr_{ij}) y sus respectivos costos de salida por barra j , $C_j(r_{ij})$.

7. Los costos de interrupción promedio anual estimados de los consumidores de todo el sistema o parte de él, son obtenidos usando: *SAIFI*, *SAIDI*, *CAIDI*, la distribución de probabilidad del *CAIDI*(P_c) y la carga promedio conectada al sistema (La).

8. Correspondiendo al *CAIDI*, se evalúa el costo de interrupción $C_s(CAIDI)$ en \$/KW y \$/KWh usando interpolación o extrapolación lineal y la función de daño compuesta del consumidor (*CCDF*) para el área de servicio o sistema.
9. Correspondiendo a la distribución de probabilidad del *CAIDI*, se evalúa el costo de interrupción $C_s(CAIDI)$ en \$/KW y \$/KWh, usando la interpolación o extrapolación lineal y el *CCDF*. En consecuencia, el costo de interrupción promedio anual del sistema está dado por las siguientes ecuaciones:

Costo por demanda pico - (\$/KW)

$$TSIC = SAIFI \cdot C_s(CAIDI) \cdot La \quad \text{MW } \$/KW \text{ año} \quad (12.36)$$

$$TSICP = SAIFI \cdot La \cdot \sum_i^n C_s(CAIDI) \cdot P_{iC} \quad \text{MW-} \$/KW \text{ año} \quad (12.37)$$

Costo por energía demandada anual - (\$/KWh)

$$TSIC = SAIDI \cdot C_s(CAIDI) \cdot La \quad \text{MW } \$/KWh \text{ año} \quad (12.38)$$

$$TSICP = SAIDI \cdot La \cdot \sum_i^n C_s(CAIDI) \cdot P_{iC} \quad \text{MW } \$/KWh \text{ año} \quad (12.39)$$

donde:

TSIC es el valor promedio anual del costo de interrupción del sistema evaluado mediante combinación de los índices de confiabilidad promedio *SAIFI*, *SAIDI* y la carga promedio del sistema con los costos de interrupción promedios (\$/KW) y (\$/KWh) para el *CAIDI*. *TSICP* es el valor promedio anual del costo de interrupción del sistema evaluado mediante la combinación de *SAIFI* y *SAIDI*, la distribución de probabilidad del *CAIDI* y sus respectivos costos de salida $C_s(CAIDI_i)$ en \$/KW y \$/KWh para el sistema.

CAPÍTULO 13

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIALES

13.1. Introducción [79], [80]

En las décadas pasadas, los sistemas de distribución han recibido considerablemente menos atención que la dedicada al modelamiento y evaluación de confiabilidad de los sistemas de generación. Las principales razones para esto son: las estaciones de generación tienen inversiones de capital elevadas y además, una generación insuficiente puede tener consecuencias catastróficas para la sociedad y su medio ambiente. Como consecuencia de esto, se ha colocado gran interés en asegurar la capacidad suficiente para satisfacer las necesidades de esta parte del sistema de potencia.

Un sistema de distribución sin embargo, es relativamente barato y sus salidas tienen un efecto muy localizado. Por lo tanto, se ha dedicado menor esfuerzo a la evaluación cuantitativa de los diferentes diseños y refuerzos alternativos. De otro lado, el análisis de estadísticas de fallas a los consumidores de la mayoría de las empresas de energía, muestran que el sistema de distribución hace la más grande contribución individual a la indisponibilidad del suministro a los consumidores.

Ésto es ilustrado por las estadísticas mostradas en Tabla 13.1, la cual se refiere a una empresa de energía particular del Reino Unido.

Tabla 13.1. Estadística de indisponibilidad típica de consumidores.

Subsistema contribuyente	Indisponibilidad promedio por consumidor año	
	Minutos	%
Generación / Transmisión	0.5	0.5
Sistema de 115 kV	2.3	2.4
Sistemas de 66 kV y 33 kV	8.0	8.3
Sistemas de 7.6 y 13.2 kV.	58.8	60.7
Sistemas de bajo voltaje	11.5	11.9
Esquema de interrupción	15.7	16.2
Total	96.8 minutos	100.0

Estadísticas como éstas demuestran la necesidad de evaluar la confiabilidad de sistemas de distribución; para evaluar cuantitativamente los méritos de los diferentes esquemas de refuerzo disponibles para el planeamiento y asegurar que los limitados recursos de capital sean usados para obtener la confiabilidad incremental más grande posible y el mejoramiento del sistema.

Muchos otros aspectos deben ser considerados en la necesidad de evaluar la confiabilidad de sistemas de distribución: primero, aunque un proyecto de refuerzo dado puede ser relativamente poco costoso, grandes sumas de dinero son gastadas en tales sistemas; segundo, es necesario asegurar un razonable balance en la confiabilidad de las diferentes partes que constituyen un sistema de potencia (generación, transmisión y distribución); tercero, están disponibles muchas alternativas para que el ingeniero de distribución pueda obtener la confiabilidad aceptable del consumidor, incluyendo los proyectos alternativos de refuerzo, distribución de piezas de repuesto, mejoramiento de las políticas de mantenimiento y las políticas de operación alternativas. No es posible comparar cuantitativamente los méritos de tales alternativas ni comparar sus efectos monetarios.

Estos problemas son ahora totalmente reconocidos y un número creciente de empresas de energía en todo el mundo están introduciendo y usando rutinariamente técnicas cuantitativas de confiabilidad. Simultáneamente, las técnicas de evaluación adicionales están siendo continuamente desarrolladas y mejoradas, como lo muestra la gran cantidad de artículos que se han sido publicados en esta área.

No es fácil identificar el año en el cual empezó a desarrollarse la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de sistemas de distribución, puesto que las técnicas usadas inicialmente estaban basadas en pequeñas modificaciones de los métodos clásicos de los sistemas series y paralelo. El ímpetu más grande sin embargo, surgió en 1964-1965 cuando se publicó un conjunto de artículos que propusieron una técnica basada en ecuaciones aproximadas para evaluar la rata y duración de las salidas. Esta técnica formó la base y el punto de partida de la mayoría de los últimos y más modernos desarrollos. Todos estos artículos publicados dan las técnicas básicas que permiten un modelamiento detallado y muy real de los circuitos de sistemas de potencia.

Las técnicas requeridas para analizar un sistema de distribución dependen del tipo de sistema que está siendo considerado y de la profundidad del análisis requerido.

13.2. Técnica convencional de evaluación [79], [80]

Un sistema radial consiste de un conjunto de componentes en serie conectados a cualquier punto de carga y que exige que todos los componentes entre el punto de carga y el punto de suministro estén operando. Las técnicas de evaluación tienen en cuenta los principios fundamentales de sistemas serie, los índices primarios y los índices de interrupción adicionales basadas en el consumidor y en la carga.

Ejemplo 13.1. Considérese el sistema radial simple mostrado en la figura 13.1. Las ratas de fallas y los tiempos de reparación asumidos en cada una de las líneas A, B y C, se muestran en la Tabla 13.2 y los índices de confiabilidad de los puntos de carga son mostrados en la Tabla 13.3.

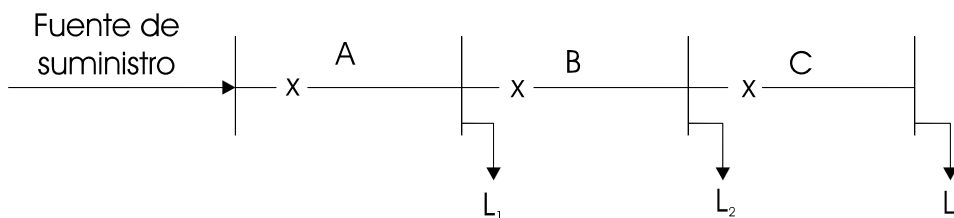


Figura 13.1. Sistema Radial Simple con tres puntos de carga

Tabla 13.2. Datos de los componentes para el sistema.

Línea	λ fallas /año	r horas
A	0.20	6.0
B	0.10	5.0
C	0.15	8.0

Las ratas de falla promedio en cada punto de carga aplicando la ecuación $\lambda_s = \sum \lambda_i$ son las siguientes:

$$\lambda_{L1} = 0.20$$

$$\lambda_{L2} = 0.20 + 0.10 = 0.30$$

$$\lambda_{L3} = 0.20 + 0.10 + .015 = 0.45$$

Los tiempos anuales fuera de servicio en cada punto de carga aplicando la ecuación $U_s = \sum \lambda_i r_i$, son las siguientes:

$$U_{L1} = 0.2 \times 6 = 1.2$$

$$U_{L2} = 0.2 \times 6 + 0.1 \times 5 = 1.7$$

$$U_{L3} = 0.2 \times 6 + 0.1 \times 5 + .015 \times 8 = 2.9$$

Los tiempos de salida promedio en cada punto de carga aplicando la ecuación $r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}$, son las siguientes.

$$r_{L1} = \frac{1.2}{0.2} = 6.0$$

$$r_{L2} = \frac{1.7}{0.3} = 5.7$$

$$r_{L3} = \frac{2.9}{0.45} = 6.4$$

Estos resultados se muestran también en la Tabla 13.3.

Tabla 13.3 Índices de confiabilidad en cada punto de carga para el sistema.

Punto de carga	λ_L (fallas /año)	r_L (horas)	U_L (horas/año)
L ₁	0.20	6.0	1.2
L ₂	0.30	5.7	1.7
L ₃	0.45	6.4	2.9

Este ejemplo numérico ilustra las características típicas generalmente aceptadas de un sistema radial (los consumidores conectados al sistema que están más lejos del punto de alimentación, tienden a sufrir una mayor cantidad de salidas y una desconfiabilidad más grande). *Esta no es una característica universal.*

Los resultados de este ejemplo fueron evaluados asumiendo que las fallas de los elementos de las líneas A, B y C, son simplemente circuitos abiertos sin efectos compuestos. Esto es lo mismo que asumir aislamiento perfecto de las fallas en los elementos de línea A, B y C por medio de los disyuntores.

Ejemplo 13.2. Con el fin de ilustrar la evaluación de los índices orientados al consumidor y a la carga durante la evaluación del desempeño futuro conocido como *pronóstico del sistema*, se va a reconsiderar el sistema mostrado en la figura 13.1 y los índices de confiabilidad primarios mostrados en la Tabla 13.3. El número de consumidores y la demanda promedio de carga en cada punto de carga son mostrados en la Tabla 13.4.

Tabla 13.4. Detalles del sistema de la figura 13.1.

Punto de carga	Número de consumidores	Demanda promedio de carga (kw)
L ₁	200	1000
L ₂	150	700
L ₃	100	400
Total	450	2100

Los índices orientados a los consumidores y a la carga pueden ahora evaluarse como sigue:

$$SAIFI = \frac{0.2 \times 200 + 0.3 \times 150 + 0.45 \times 100}{200 + 150 + 100} = 0.289 \text{ Interrupciones/consumidor.año}$$

$$SAIDI = \frac{1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100}{450} = 1.74 \text{ horas/consumidor.año}$$

$$CAIDI = \frac{1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100}{0.2 \times 200 + 0.3 \times 150 + 0.45 \times 100} = 6.04 \text{ horas/interrupción.consumidor}$$

$$ASAI = \frac{450 \times 8760 - (1.2 \times 200 + 1.7 \times 150 + 2.9 \times 100)}{450 \times 8760} = 0.999801$$

$$ASUI = 1 - 0.999801 = 0.000199$$

$$ENS = 1000 \times 1.2 + 700 \times 1.7 + 400 \times 2.9 = 3550 \text{ kwh/año}$$

$$AENS = \frac{3550}{450} = 7.89 \text{ kwh/consumidor.año}$$

13.3. Aplicaciones de las técnicas convencionales de evaluación a sistemas radiales [79], [80]

Muchos sistemas de distribución están diseñados y construidos como sistemas de alimentadores radiales. Existen adicionalmente muchos otros sistemas que, aunque son construidos como sistemas enmallados, son operados como sistemas de alimentadores radiales simples usando puntos normalmente abiertos en la malla. El propósito de estos puntos normalmente abiertos es reducir la cantidad de equipos expuestos a falla en cualquier circuito alimentador simple y para asegurar que en el evento de una falla del sistema o durante períodos de mantenimiento programado, los puntos normalmente abiertos puedan ser cerrados y otros abiertos a fin de minimizar la carga total que es desconectada.

Las técnicas descritas en este numeral pueden ser usadas para evaluar los índices primarios y los índices adicionales orientados al consumidor y a la carga para todos estos sistemas.

Considérese ahora el sistema mostrado en la figura 13.2; ésta es una representación de un sistema de línea sencilla y la siguiente discusión asume que cualquier falla, monofásica u otra, disparará las tres fases.

En la práctica, se encuentra normalmente que las líneas y cables tienen una tasa de falla que es aproximadamente proporcional a su longitud. Para este ejemplo, el alimentador principal (secciones 1, 2, 3, 4) tiene una tasa de fallas de 0,1 fallas/km.año y los distribuidores laterales (a, b, c, d) tienen una tasa de fallas de 0,2 fallas/Km.año. Usando los datos básicos y las longitudes de línea dadas en la Tabla 13.5, se encuentran los parámetros de confiabilidad también mostrados en la Tabla 13.5. La carga promedio y el número de consumidores en A, B, C y D se muestran en la Tabla 13.6

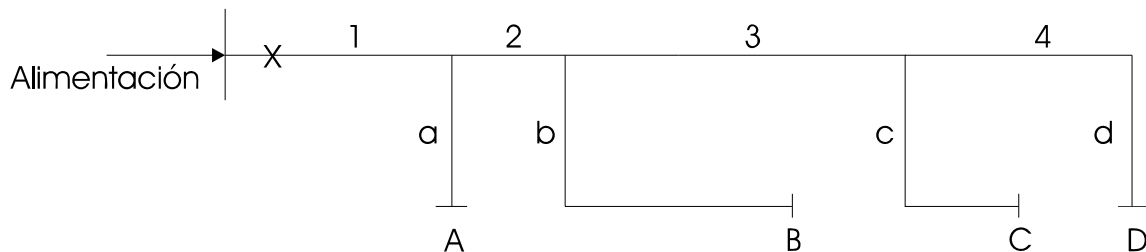


Figura 13.2. Circuito de distribución radial típico.

Tabla 13.5. Parámetros de confiabilidad para el sistema de la figura 13.2.

Componente		Longitud (Km)	λ (fallas /año)	r (horas)
Sección de Línea	1	2	0.2	4
	2	1	0.1	4
	3	3	0.3	4
	4	2	0.2	4
Ramal Lateral	a	1	0.2	2
	b	3	0.6	2
	c	2	0.4	2
	d	1	0.2	2

Tabla 13.6. Número de consumidores y carga conectada al sistema de la figura 13.2.

Punto de carga	Número de consumidores N_i	Carga conectada promedio L_i (kw)
A	1000	5000
B	800	4000
C	700	3000
D	500	2000

Con base en estos datos, se resolvieron los siguientes casos:

13.3.1. Caso 1: Circuito con enlaces sólidos

Si todas las fallas de componentes son cortocircuitos y cada falla causará que el interruptor opere y si no existen puntos en los cuales el sistema pueda ser aislado, luego cada falla debe ser reparada antes de que el interruptor pueda ser recerrado. Basándose en este procedimiento de operación, los índices de confiabilidad de cada punto de carga (A, B, C, D) pueden ser evaluados usando los principios de sistemas serie, como se muestra en la Tabla 13.7; en este ejemplo, la confiabilidad de cada punto de carga es idéntica. La política de operación asumida para este sistema no es muy real pues no existen protecciones distintas a la del interruptor principal.

Si la demanda promedio y el número de consumidores en cada punto de carga es conocido, los índices primarios mostrados en la Tabla 13.7, pueden ser extendidos a los índices orientados a la carga y al consumidor, lo mismo que los índices adicionales.

13.3.2. Caso 2: Efectos de la protección de ramales laterales

La protección adicional es usada frecuentemente en sistemas de distribución prácticos. Una posibilidad en el caso del sistema mostrado en la Tabla 13.7, es instalar cortocircuitos fusibles en el punto de derivación de cada ramal lateral. En este caso, un cortocircuito en el ramal lateral causa que su fusible (apropiado) se queme; esto causa la desconexión de su punto de carga hasta que la falla es reparada, pero no afecta o causa la desconexión de otro punto de carga. Los índices de confiabilidad del sistema son por lo tanto modificados y mostrados en la Tabla 13.8.

En este caso, los índices de confiabilidad son mejorados para todos los puntos de carga aunque el nivel de mejoramiento es diferente para cada uno. El punto de carga con más desconfiabilidad es el punto B a causa del efecto dominante de las fallas en su distribuidor lateral. Los índices adicionales para este sistema también son mostrados en la Tabla 13.8.

13.3.3. Caso 3: Efecto de los seccionadores de línea

Una segunda alternativa de refuerzo o esquema de mejoramiento, es la provisión de seccionadores o suiches aisladores en puntos estratégicos a lo largo del alimentador principal. Estos son generalmente seccionadores que no abren ante las fallas y por lo tanto, cualquier cortocircuito en el alimentador principal, hace que el interruptor principal opere. Después de que la falla ha sido detectada, el seccionador relevante puede ser abierto y el interruptor principal recerrado. Los puntos de aislamiento son instalados en el sistema anterior (adicionalmente a los cortocircuitos fusible), tal como se muestra en el circuito que se incluye en la Tabla 13.9; se considera que el tiempo total de aislamiento y el tiempo de suicheo es de 0,5 horas.

Los índices de confiabilidad para los cuatro puntos de carga son ahora modificados y se muestran en la Tabla 13.9. En este caso, los índices de confiabilidad de los puntos de carga (A, B, C) son mejorados, el nivel de mejoramiento es más grande para aquellos que están más cerca de la fuente de suministro y menor para aquellos que están más lejos de ella. Los índices del punto de carga D permanecen sin cambio, puesto que el aislamiento no puede remover el efecto de cualquier falla en este punto de carga. Los índices adicionales orientados al consumidor y a la carga para esta configuración son calculados y mostrados en la Tabla 13.9

13.3.4. Caso 4: Efecto de las fallas de las protecciones

Los índices de confiabilidad para cada punto de carga en los casos 2 y 3 fueron evaluados asumiendo que los fusibles operaron cuando ocurrió una falla en el ramal lateral. Ocasionalmente, sin embargo, el sistema de protección primaria falla para operar y en estos casos la protección de respaldo funciona; para ilustrar este aspecto y su efecto sobre los índices de confiabilidad, considérese el sistema mostrado en la Tabla 13.10 y asúmase que las cajas primarias operan con una probabilidad de 0,9 (o sea que los fusibles operan con éxito nueve veces de diez cuando se requiere). En este caso, los índices de confiabilidad mostrados en la Tabla 13.9 son modificados porque, por ejemplo, las fallas en los laterales b, c y d también contribuyen a los índices del punto de carga A. Similarmente para los puntos de carga B, C y D, la contribución a la rata de fallas puede evaluarse usando los conceptos de esperanza.

$$\text{Rata de fallas} = (\text{rata de fallas / fusible opera}) \times P(\text{fusible opere}) + (\text{rata de fallas / fusible falla}) \times P(\text{fusible falle}) \quad (13.1)$$

Por lo tanto, la contribución a la rata de fallas del punto de carga A, por el ramal lateral b es:

$$\text{Rata de fallas} = 0 \times 0.9 + 0.6 \times 0.1 = 0.06$$

Los índices modificados son mostrados en la Tabla 13.10, asumiendo que todas las fallas pueden ser aisladas en 0.5 horas. Los resultados mostrados en la Tabla 13.10, indican que la confiabilidad de cada punto de carga disminuye como se esperaba, la disminución depende de la probabilidad de que el cortacircuitos fusible opere exitosamente y el efecto relativo de los eventos de falla adicionales, comparado con aquellos que ocurren aún si los fusibles fueran 100% confiables en su operación.

Este efecto es ilustrado en la figura 13.3, la cual muestra el cambio en el tiempo de salida anual del punto de carga como una función de la probabilidad de que los fusibles operen con éxito.

En esta figura, la indisponibilidad asociada con las probabilidades de éxito 1.0 y 0.9 corresponden a los resultados mostrados en las Tablas 13.9 y 13.10 respectivamente y la probabilidad de éxito de 0.0 corresponde a los resultados que serán obtenidos si los cortacircuitos fusible no existieran en los distribuidores laterales.

Los índices adicionales orientados al consumidor y a la carga son evaluados y presentados en la Tabla 13.10.

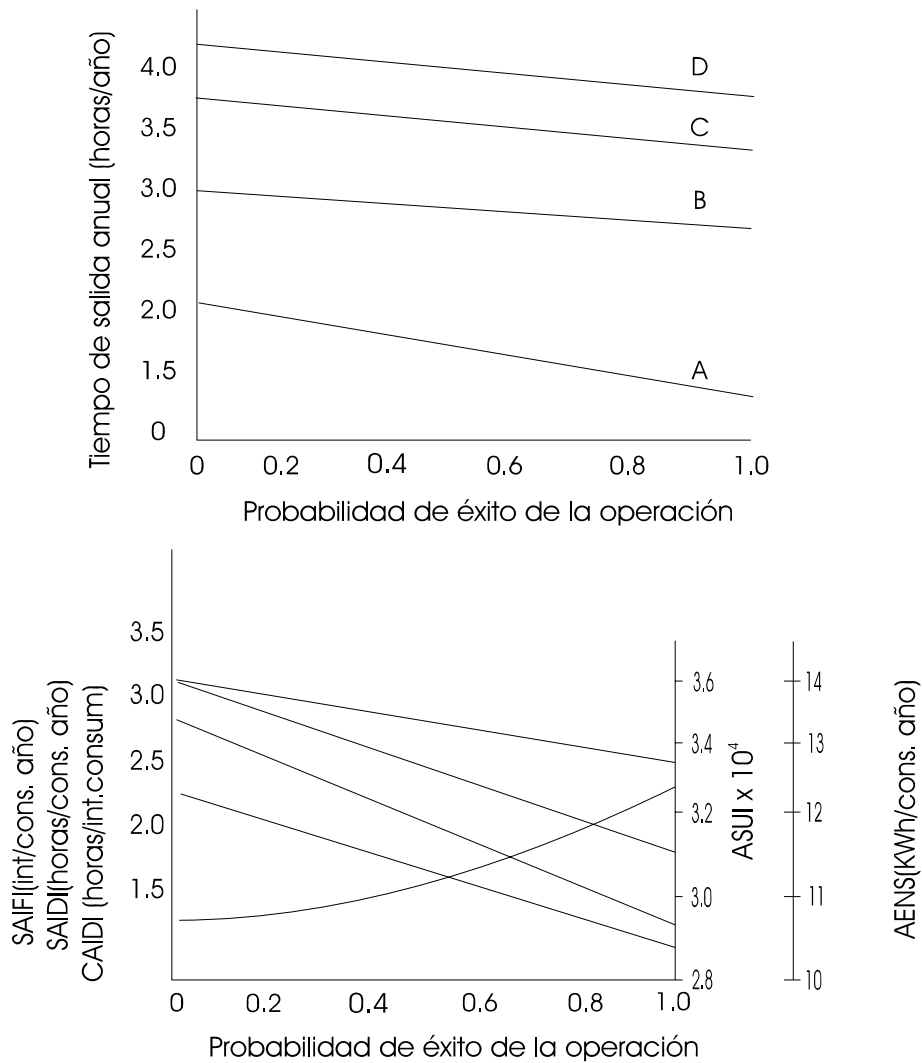


Figura 13.3. Efecto de las fallas de las protecciones sobre los índices de los puntos de carga.

13.3.5. Caso 5: Efecto de las transferencias de carga sin restricciones en la cantidad de carga transferida

Como se describió antes, muchos sistemas de distribución tienen puntos abiertos en una configuración enmallada, de tal manera que el sistema puede ser operado como un circuito radial, pero en el evento de falla de un sistema, los puntos abiertos pueden ser movidos a fin de recuperar la carga que ha sido desconectada. Así, el procedimiento operacional puede tener un marcado efecto sobre los índices de confiabilidad de los puntos de carga, puesto que de otra manera las cargas que se habían dejado desconectadas hasta que la reparación haya sido completada, pueden ahora ser transferidas a otra parte del sistema.

Considerar el sistema mostrado en la Tabla 13.11, donde la sección 4 es conectada a otro sistema de distribución mediante un seccionador normalmente abierto. En este caso, los índices de confiabilidad de cada punto de carga son mostrados en la Tabla 13.11, asumiendo que no existen restricciones en la cantidad de carga que puede ser transferida mediante este retroalimentador.

Los resultados mostrados en la Tabla 13.11, indican que la rata de fallas en cada punto de carga no cambian, particularmente los del punto de A, puesto que la transferencia de carga no recupera cualquier perdida de carga y el efecto más grande ocurre para el punto de carga más lejano del punto de suministro y más cercano al punto de transferencia normalmente abierto. En este caso, los índices adicionales orientados al consumidor son evaluados y mostrados en la Tabla 13.11.

13.3.6. Caso 6: Efecto de las restricciones en la transferencia de carga

No siempre es factible transferir toda la carga perdida en un sistema de distribución a otro alimentador a través de un seccionador normalmente abierto. Esta restricción puede existir a causa de que la falla ocurre durante el período de carga pico y/o porque el alimentador por el cual la carga está siendo transferida tiene capacidad limitada o por que el punto de suministro que alimenta el segundo sistema tiene capacidad limitada. En este caso, el tiempo de salida asociado con un evento de falla es igual al tiempo de aislamiento si la carga no puede ser transferida. El promedio de estos valores puede ser evaluado usando el concepto de esperanza, como:

$$\begin{aligned} \text{Tiempo de salida} = & (\text{Tiempo de salida / transferencia}) \times P (\text{de transferencia}) \\ & + (\text{Tiempo de salida / no transferencia}) \times P (\text{de no transferencia}) \end{aligned} \quad (13.2)$$

Como un ejemplo, considérese el tiempo de salida del punto de carga B de la figura mostrada en Tabla 13.12 debido a una falla en la sección 1 del alimentador principal, si la probabilidad de que sea capaz transferir la carga es de 0.6, luego:

$$\text{Tiempo de salida} = 0.5 \times 0.6 + 4.0 \times 0.4 = 1.9 \text{ horas}$$

El conjunto completo de índices de confiabilidad es mostrado en la Tabla 13.12, al igual que los índices adicionales orientados al consumidor y a la carga. Los índices mostrados en la Tabla 13.12, se encuentran entre los mostrados en la Tabla 13.9 (sin transferencia posible) y los de la Tabla 13.11 (sin restricciones en la transferencia). Los resultados mostrados en la figura 13.4 ilustran la variación de tiempo de salida anual de un punto de carga como la probabilidad de que las cargas transferidas aumente de 0,0 (Tabla 13.9) a 1,0 (Tabla 13.11).

Puede ser, aunque irreal, considerar transferencias de carga en términos de probabilidad de transferencia. En cambio, puede ser preferible considerar la cantidad de carga que se puede recuperar en base a la carga que ha sido desconectada y a la capacidad de transferencia disponible del segundo sistema a un nivel de carga particular del sistema, esto requiere de un análisis más exhaustivo. Para ello se requiere del conocimiento de las curvas de duración de carga para cada punto de carga, aunque en la práctica las formas de esas curvas usualmente se asumen idénticas.

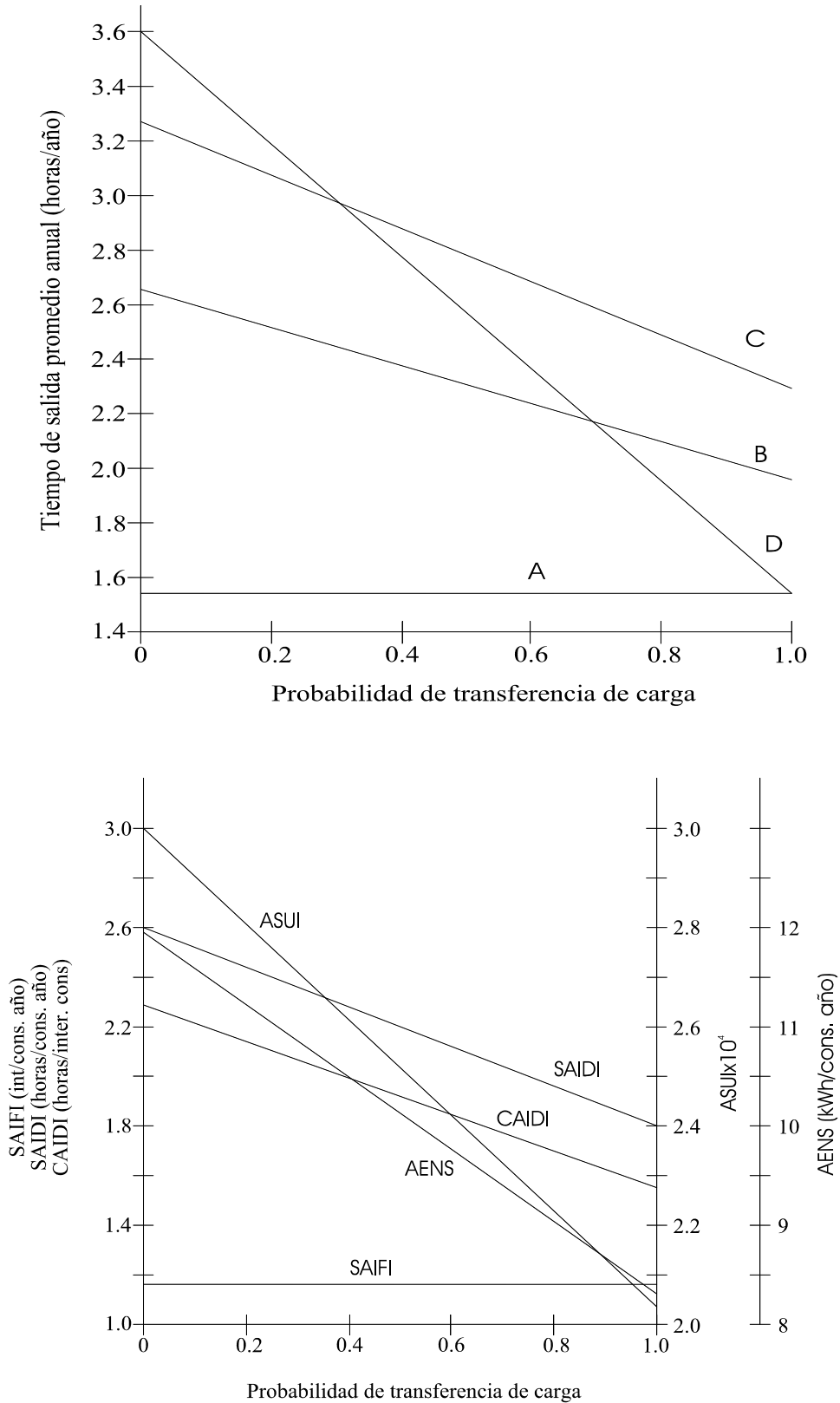


Figura 13.4. Efecto de las restricciones de transferencia sobre los índices de los puntos de carga.

Tabla 13.7. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 1.

CASO 1: CIRCUITO CON ENLACES SÓLIDOS													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		$N_i = 1000$ Consum. $L_i = 5000 \text{ kW}$			$N_i = 800$ Consum. $L_i = 4000 \text{ kW}$			$N_i = 700$ Consum. $L_i = 3000 \text{ kW}$			$N_i = 500$ Consum. $L_i = 2000 \text{ kW}$		
		λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
	2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
	3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
	4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
	b	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2	0.6	2	1.2
	c	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8	0.4	2	0.8
	d	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4	0.2	2	0.4
Totales		2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0	2.2	2.73	6.0
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N_i Consumid.	L_i kW	λ_i f/año	U_i h/año	$\lambda_i N_i$	$U_i N_i$	$U_i L_i$ KWh/año						
A	1000	5000	2.2	6.0	2200	6000	30000						
B	800	4000	2.2	6.0	1760	4800	24000						
C	700	3000	2.2	6.0	1540	4200	18000						
D	500	2000	2.2	6.0	1100	3000	12000						
Totales	3000	14000	8.8	24.0	6600	18000	84000						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{6600}{3000} = 2.2 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{18000}{3000} = 6.0 \text{ horas / consumidor. año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{18000}{6600} = 2.73 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{6.0}{8760} = 0.000685$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.000685 = 0.999315$ $ENS = \sum U_i L_i = 84000 \text{ kWh / año} = 84 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{84000}{3000} = 28 \text{ kWh/consumidor . año}$													

Tabla 13.8. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 2.

CASO 2: EFECTO DE LA PROTECCIÓN DE RAMALES LATERALES (El mismo caso 1 pero con funcionamiento perfecto de fusibles en los laterales)													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		$N_i = 1000$ Consum. $L_i = 5000$ kW			$N_i = 800$ Consum. $L_i = 4000$ kW			$N_i = 700$ Consum. $L_i = 3000$ kW			$N_i = 500$ Consum. $L_i = 2000$ kW		
		λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
	2	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
	3	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
	4	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4									
	b				0.6	2	1.2						
	c							0.4	2	0.8			
	d										0.2	2	0.4
Totales		1.0	3.6	3.6	1.4	3.14	4.4	1.2	3.33	4.0	1.0	3.6	3.6
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N_i Consumid.	L_i kW	λ_i f/año	U_i h/año	$\lambda_i N_i$	$U_i N_i$	$U_i L_i$ KWh/año						
A	1000	5000	1.0	3.6	1000	3600	18000						
B	800	4000	1.4	4.4	1120	3520	17600						
C	700	3000	1.2	4.0	840	2800	12000						
D	500	2000	1.0	3.6	500	1800	7200						
Totales	3000	14000	4.6	15.6	3460	11720	54800						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{3460}{3000} = 1.15 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{11720}{3000} = 3.91 \text{ horas / consumidor. año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{11720}{3460} = 3.39 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{3.91}{8760} = 0.000446$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.000446 = 0.999554$ $ENS = \sum U_i L_i = 54800 \text{ kWh / año} = 54.8 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{54800}{3000} = 18.3 \text{ kWh/consumidor . año}$													

Tabla 13.9. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 3.

CASO 3: EFECTO DE LOS DESCONECTADORES (El mismo caso 2 pero con desconectadores en el alimentador principal)													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		$N_i = 1000$ Consum. $L_i = 5000 \text{ kW}$			$N_i = 800 \text{ Consum.}$ $L_i = 4000 \text{ kW}$			$N_i = 700 \text{ Consum.}$ $L_i = 3000 \text{ kW}$			$N_i = 500 \text{ Consum.}$ $L_i = 2000 \text{ kW}$		
		λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
	2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
	3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
	4	0.2	0.5	0.10	0.2	0.5	0.10	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4									
	b				0.6	2	1.2						
	c							0.4	2	0.8			
	d										0.2	2	0.4
Totales		1.0	1.5	1.5	1.4	1.89	2.65	1.2	2.75	3.3	1.0	3.6	3.6
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N_i Consumid.	L_i kW	λ_i f/año	U_i h/año	$\lambda_i N_i$	$U_i N_i$	$U_i L_i$ KWh/año						
A	1000	5000	1.0	1.5	1000	1500	7500						
B	800	4000	1.4	2.65	1120	2120	10600						
C	700	3000	1.2	3.3	840	2310	9900						
D	500	2000	1.0	3.6	500	1800	7200						
Totales	3000	14000	4.6	11.05	3460	7730	35200						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{3460}{3000} = 1.15 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{7730}{3000} = 2.58 \text{ horas / consumidor. año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{7730}{3460} = 2.23 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{2.58}{8760} = 0.000294$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.000294 = 0.999706$ $ENS = \sum U_i L_i = 35200 \text{ kWh / año} = 35.2 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{35200}{3000} = 11.73 \text{ kWh/consumidor . año}$													

Tabla 13.10. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 4.

CASO 4: EFECTO DE LAS FALLAS DE LAS PROTECCIONES (El mismo caso 3 pero con probabilidad de despeje exitoso de fallas en laterales de 0.9)													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		$N_i = 1000$ Consum. $L_i = 5000 \text{ kW}$			$N_i = 800$ Consum. $L_i = 4000 \text{ kW}$			$N_i = 700$ Consum. $L_i = 3000 \text{ kW}$			$N_i = 500$ Consum. $L_i = 2000 \text{ kW}$		
		λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año	λ f/año	r h	U h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8	0.2	4	0.8
	2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4	0.1	4	0.4
	3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	4	1.2
	4	0.2	0.5	0.10	0.2	0.5	0.10	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01
	b	0.06	0.5	0.03	0.6	2	1.2	0.06	0.5	0.03	0.06	0.5	0.03
	c	0.04	0.5	0.02	0.04	0.5	0.02	0.4	2	0.8	0.04	0.5	0.02
	d	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.02	0.5	0.01	0.02	2	0.4
Totales		1.12	1.39	1.56	1.48	1.82	2.69	1.3	2.58	3.35	1.12	3.27	3.66
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N_i Consumid.	L_i kW	λ_i f/año	U_i h/año	$\lambda_i N_i$	$U_i N_i$	$U_i L_i$ KWh/año						
A	1000	5000	1.12	1.56	1120	1560	7800						
B	800	4000	1.48	2.69	1184	2152	10760						
C	700	3000	1.3	3.35	910	2345	10050						
D	500	2000	1.12	3.66	560	1830	7320						
Totales	3000	14000	5.02	11.26	3774	7887	35930						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{3774}{3000} = 1.26 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{7887}{3000} = 2.63 \text{ horas / consumidor. año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{7887}{3774} = 2.09 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{2.63}{8760} = 0.0003$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.0003 = 0.9997$ $ENS = \sum U_i L_i = 35930 \text{ Wh / año} = 35.93 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{35930}{3000} = 11.98 \text{ kWh/consumidor . año}$													

Tabla 13.11. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 5.

CASO 5: EFECTO DE LAS TRANSFERENCIAS DE CARGA SIN RESTRICCIONES EN LA CANTIDAD DE CARGA TRANSFERIDA													
Alimentación Alternativa													
Mismo caso 3 pero con alimentación alternativa													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		N _i = 1000 Consum. L _i = 5000 kW			N _i = 800 Consum. L _i = 4000 kW			N _i = 700 Consum. L _i = 3000 kW			N _i = 500 Consum. L _i = 2000 kW		
		λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
		f/año	h	h/año	f/año	h	h/año	f/año	h	h/año	f/año	h	h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	0.5	0.1	0.2	0.05	0.1	0.2	0.05	0.1
	2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	0.05	0.05	0.1	0.05	0.05
	3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	0.05	0.15
	4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4									
	b				0.6	2	1.2						
	c							0.4	2	0.8			
	d										0.2	2	0.4
Totales		1.0	1.5	1.5	1.4	1.39	1.95	1.2	1.88	2.25	1.0	1.5	1.5
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N _i Consumid.	L _i kW	λ _i f/año	U _i h/año	λ _i N _i	U _i N _i	U _i L _i kWh/año						
A	1000	5000	1.0	1.5	1000	1500	7500						
B	800	4000	1.4	1.95	1120	1560	7800						
C	700	3000	1.2	2.25	840	1575	6750						
D	500	2000	1.0	1.5	500	750	3000						
Totales	3000	14000	4.6	7.2	3460	5385	25050						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{3460}{3000} = 1.15 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{5385}{3000} = 1.8 \text{ horas / consumidor. Año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{5385}{3460} = 1.56 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{1.8}{8760} = 0.000205$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.000205 = 0.999795$ $ENS = \sum U_i L_i = 25050 \text{ Wh / año} = 25.05 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{25050}{3000} = 8.35 \text{ kWh/consumidor . año}$													

Tabla 13.12. Cálculo de los índices de confiabilidad para el caso 6.

CASO 6: EFECTO DE LAS RESTRICCIONES DE TRANSFERENCIA DE CARGA													
INDICES PRIMARIOS													
Falla en el componente		Punto de carga A			Punto de carga B			Punto de carga C			Punto de carga D		
		$N_i = 1000$ Consum. $L_i = 5000 \text{ kW}$			$N_i = 800$ Consum. $L_i = 4000 \text{ kW}$			$N_i = 700$ Consum. $L_i = 3000 \text{ kW}$			$N_i = 500$ Consum. $L_i = 2000 \text{ kW}$		
		λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
		f/año	h	h/año	f/año	h	h/año	f/año	h	h/año	f/año	h	h/año
Sección de Línea	1	0.2	4	0.8	0.2	1.9	0.38	0.2	1.9	0.38	0.2	1.9	0.38
	2	0.1	0.5	0.05	0.1	4	0.4	0.1	1.9	0.19	0.1	1.9	0.19
	3	0.3	0.5	0.15	0.3	0.5	0.15	0.3	4	1.2	0.3	1.9	0.57
	4	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	0.5	0.1	0.2	4	0.8
Ramal Lateral	a	0.2	2	0.4									
	b				0.6	2	1.2						
	c							0.4	2	0.8			
	d										0.2	2	0.4
Totales		1.0	1.5	1.5	1.4	1.59	2.23	1.2	2.23	2.67	1.0	2.34	2.34
INDICES ORIENTADOS													
Punto de Carga	N_i	L_i	λ_i	U_i	$\lambda_i N_i$	$U_i N_i$	$U_i L_i$						
	Consumid.	kW	f/año	h/año			KWh/año						
A	1000	5000	1.0	1.5	1000	1500	7500						
B	800	4000	1.4	2.23	1120	1784	8920						
C	700	3000	1.2	2.67	840	1869	8010						
D	500	2000	1.0	2.34	500	1170	4680						
Totales	3000	14000	4.6	8.74	3460	6323	29110						
$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{3460}{3000} = 1.15 \text{ Interrupciones / consumidor . año}$ $SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{6323}{3000} = 2.11 \text{ horas / consumidor. Año}$ $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{6323}{3460} = 1.83 \text{ horas / interrupción . consumidor}$ $ASUI = \frac{SAIDI}{8760} = \frac{2.11}{8760} = 0.000241$ $ASAI = 1 - ASUI = 1 - 0.000241 = 0.999759$ $ENS = \sum U_i L_i = 29110 \text{ Wh / año} = 29.11 \text{ MWh / año}$ $AENS = \frac{\sum U_i L_i}{\sum N_i} = \frac{29110}{3000} = 9.7 \text{ kWh/consumidor . año}$													

13.4. Técnica de zonas y ramas [73], [86], [88]

13.4.1. Descripción general

Es un método para describir circuitos radiales como el mostrado en la figura 13.5. Una zona es una parte del circuito que se puede aislar automática o manualmente del resto del circuito si ocurre una falla en cualquiera de sus enlaces; se extiende hasta la próxima zona (lejos de la fuente de potencia) la cual, a su vez, puede aislarse ella misma de los componentes pertenecientes a la zona en cuestión. Cada zona está caracterizada por un número que indica la cantidad de dispositivos de interrupción entre ellas y la barra de suministro SB. Los dispositivos de protección usados en sistemas de distribución son: Fusibles, reclosers, seccionadores automáticos, interruptores y relés, seccionadores convencionales.

Una rama es un enlace en una zona; a cada rama se le asigna doble índice (ver figura 13.5), *el primer índice es el número de la zona y el segundo es el número serial de la rama dentro de su zona*; una rama puede contener un componente simple o muchos de ellos conectados principalmente en serie u ocasionalmente en paralelo. Cada rama ij , se origina en un dispositivo de interrupción; en el caso de una falla en la rama ij , se espera que opere el dispositivo de interrupción más cercano a la fuente.

Cada componente α está descrito por su tasa de falla λ_α y por el tiempo medio fuera de servicio r_α . Los índices primarios del sistema buscados son los que están orientados al consumidor: la frecuencia y la duración media de las interrupciones en cada punto de carga; además, los índices totales son calculados para medir la confiabilidad del sistema completo, tales como el número promedio de interrupciones al consumidor por año por consumidores servidos, la duración media total de las interrupciones y la duración media de las interrupciones anuales por consumidor.

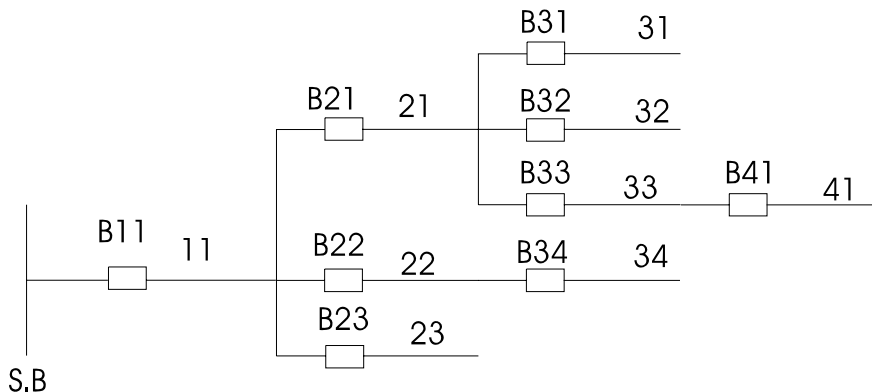


Figura 13.5. Designaciones de zona y rama en un sistema de distribución radial.

13.4.2. Sistemas radiales con suicheo perfecto

13.4.2.1. Confiabilidad del punto de carga

Los índices de confiabilidad en un punto de carga dado, dependen de la trayectoria del suministro entre ese punto y la barra fuente, los componentes de esta trayectoria pueden considerarse en serie; aquellos que están en conexión paralelo (figura 13.6) son representados por sus equivalentes en la configuración serie.

Todas las disponibilidades de los componentes son altas, la tasa de fallas λ_{mn} en un punto de carga convenido sobre la rama n , zona m , puede ser calculado mediante la ecuación y se obtiene:

$$\lambda_{mn} = \sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha} \quad (13.3)$$

donde MN es el conjunto de componentes sobre la trayectoria que conducen a la rama mn (y además la incluye). La duración media de la falla del sistema es encontrada usando la ecuación:

$$r_{mn} = \frac{\sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha} r_{\alpha}}{\sum_{\alpha \in MN} \lambda_{\alpha}} \quad (13.4)$$

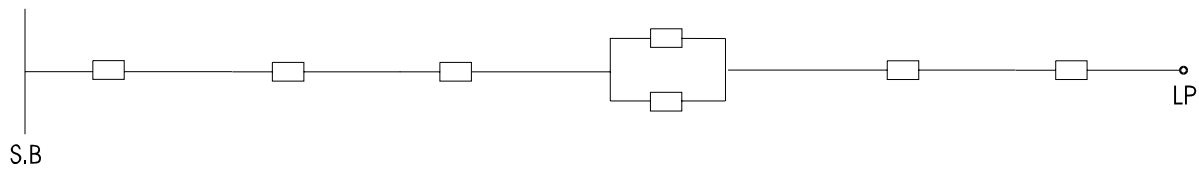


Figura 13.6. Sistema serie con un elemento paralelo.

Dos componentes en paralelo β y γ pueden combinarse en un equivalente simple α , usando las ecuaciones para sistemas con componentes en paralelo. La rata equivalente de fallas λ_{α} , es aproximadamente igual a la frecuencia del estado de doble falla $\bar{\beta} \bar{\gamma}$ y por lo tanto, por la ecuación:

$$\lambda_{\alpha} \cong \lambda_{\beta} \lambda_{\gamma} (r_{\beta} + r_{\gamma}) \quad (13.5)$$

El tiempo equivalente fuera de servicio r_{α} , puede calcularse usando la ecuación:

$$r_{\alpha} = \frac{1}{\mu_{\beta} + \mu_{\gamma}} = \frac{r_{\beta} r_{\gamma}}{r_{\beta} + r_{\gamma}} \quad (13.6)$$

donde las ratas de reparación μ_{β} y μ_{γ} son los recíprocos de los tiempos de reparación de los componentes respectivos r_{β} y r_{γ} . Si una rama contiene dos componentes en paralelo, donde después de una falla, ambos son desconectados y el servicio es restaurado aislando el componente fallado y reconectando el otro mediante el suicheo apropiado, la rata equivalente de fallas λ_{α} , llega a ser $\lambda_{\alpha} = \lambda_{\beta} + \lambda_{\gamma}$ y el tiempo medio fuera de servicio es el tiempo medio de suicheo r_s

13.4.2.2. Confiabilidad del sistema

Como desde el punto de vista de los consumidores, la confiabilidad del punto de carga es de interés primario, los índices también están disponibles para medir el comportamiento de la confiabilidad del sistema completo. La mayoría de estos índices son promedios ponderados de los índices del punto de carga sobre el sistema total; así, los índices orientados al consumidor adaptados para aplicar el método de zona-rama son los siguientes:

$$SAIFI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn}} \quad (13.7)$$

donde N_{mn} = Número de consumidores en la rama mn

$$CAIDI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn} r_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn}} \quad (13.8)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn} r_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn}} \quad (13.9)$$

El índice de duración media de falla del sistema (MSFDI) se define como:

$$MSFDI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} r_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn}} \quad (13.10)$$

Ejemplo 13.3. Considerar el sistema de distribución ilustrado en la figura 13.7, que corresponde a una línea de subtransmisión alimentando dos transformadores en una subestación de distribución y varios alimentadores trifásicos suministrando energía a laterales monofásicos, que a su vez, alimentan los transformadores de distribución a siete puntos de carga (LP1 a LP7). El sistema de numeración de las ramas en el diagrama indica las zonas: la zona 1 contiene la línea de subtransmisión; la zona 2, los transformadores en la subestación de distribución y así sucesivamente. Todas las ramas del sistema contienen un componente simple exceptuando 42, 43, 44, 45, 51, 52 y 53, cada una de los cuales contiene un lateral y un transformador de distribución en serie. También se muestran en el diagrama las longitudes de las diferentes líneas y en cada punto de carga, el número de consumidores servidos. Los datos de reparación y de falla de los componentes están listados en la Tabla 13.13.

Tabla 13.13. Datos de los componentes.

Componente	Ramas que contienen el componente	λ_{α} (1/años)	R_{α} (horas)
Subtransmisión	11	0.06 /km	0.5
Transformador de subestación de distribución	21,22	0.001	4.0
Alimentador principal	31,32,33,34,41,46	0.2 /km	1.5
Lateral	42,43,44,45,51,52,53	0.15 /km	2.5
Transformador de distribución	42,43,44,45,51,52,53	0.05	3.0

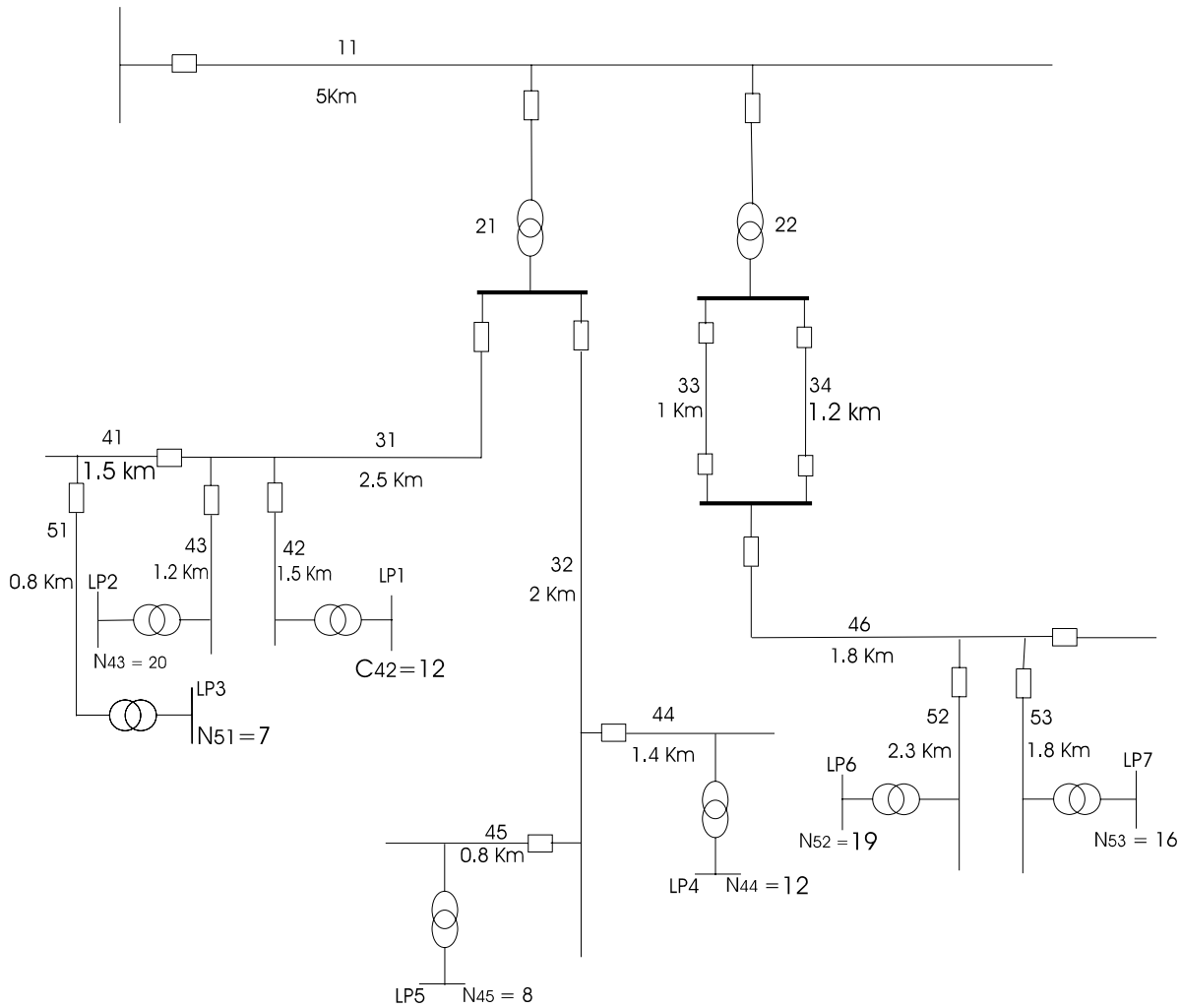


Figura 13.7. Sistema radial del ejemplo 13.3.

En el cálculo de los diferentes índices de confiabilidad, se supone que el suministro de la barra SB es perfectamente confiable y que todos los dispositivos de interrupción trabajan adecuadamente todo el tiempo. Los índices del punto de carga pueden calcularse por las ecuaciones 13.3 y 13.4 y los resultados con las descripciones de las trayectorias a cada punto de carga, son consignados en la Tabla 13.14.

La rama 39 es la combinación de las ramas 33 y 34 en paralelo y usando las ecuaciones 13.5 y 13.6

$$\lambda_{39} = \lambda_{\beta} \lambda_{\gamma} (r_{\beta} + r_{\gamma}) = 1.2(0.2)1.0(0.2) \frac{1.5 + 1.5}{8760} = 0.000016 \text{ / año}$$

$$r_{39} = \frac{r_{\beta} r_{\gamma}}{r_{\beta} + r_{\gamma}} = \frac{1.5 \times 1.5}{1.5 + 1.5} = 0.75 \text{ horas}$$

Tabla 13.14. Índices de confiabilidad del punto de carga.

Punto de carga	Localización mn	Ramas en serie sobre la trayectoria al punto de carga	λ _{mn} (1/año)	r _{mn} (horas)
1	42	11,21,31,42	1.076	1.502
2	43	11,21,31,43	1.031	1.459
3	51	11,21,31,41,51	1.271	1.419
4	44	11,21,32,44	0.961	1.487
5	45	11,21,32,45	0.871	1.382
6	52	11,22,39,46,52	1.056	1.616
7	53	11,22,39,46,53	0.981	1.548

Para ilustrar los resultados de la Tabla 13.14, se calculará λ₄₂ y r₄₂, así:

$$\lambda_{42} = 5 \times 0.06 + 0.001 + 2.5 \times 0.2 + 1.5 \times 0.15 + 0.05$$

$$\lambda_{42} = 0.3 + 0.001 + 0.5 + 0.225 + 0.05 = 1.076$$

$$\sum \lambda_{\alpha} r_{\alpha} = 0.3 \times 0.5 + 0.001 \times 4 + 0.5 \times 1.5 + 0.225 \times 2.5 + 0.05 \times 3$$

$$\sum \lambda_{\alpha} r_{\alpha} = 0.15 + 0.004 + 0.75 + 0.5625 + 0.15 = 1.6165$$

$$r_{42} = \frac{\sum \lambda_{\alpha} r_{\alpha}}{\lambda_{42}} = \frac{1.6165}{1.076} = 1.502$$

Para los demás puntos de carga se procede de igual manera.

Los índices de confiabilidad de todo el sistema se calculan mediante las ecuaciones 13.7, 13.8 y 13.9, así:

$$SAIFI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn}}$$

$$SAIFI = \frac{12 \times 1.076 + 20 \times 1.031 + 7 \times 1.271 + 12 \times 0.961 + 8 \times 0.871 + 19 \times 1.056 + 16 \times 0.981}{94}$$

$$= \frac{96.689}{94} = 1.029 \text{ / año.consumidor}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn} r_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn}} = \frac{12 \times 1.076 \times 1.502 + 20 \times 1.031 \times 1.459 + 7 \times 1.271 \times 1.419}{96.689} +$$

$$+ \frac{12 \times 0.961 \times 1.487 + 8 \times 0.871 \times 1.382 + 19 \times 1.056 \times 1.616 \times 16 \times 0.981 \times 1.548}{96.689}$$

$$= \frac{145.602}{96.689} = 1.506 \text{ horas}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{mn} N_{mn} \lambda_{mn} r_{mn}}{\sum_{mn} N_{mn}} = \frac{145.602}{94} = 1.549 \text{ horas / consumidor.año}$$

13.4.3. Sistemas radiales con suicheo imperfecto

Los dispositivos de suicheo tienen la propiedad de que pueden desarrollar muchos tipos de fallas (modos de falla), con efectos diferentes sobre el sistema. En las siguientes discusiones se consideraran dos modos de falla de los equipos de suicheo: operaciones falsas y fallas para operar cuando son requeridos.

13.4.3.1. Operaciones falsas del interruptor

Una operación falsa (de apertura) de un interruptor B_{ij} , tiene esencialmente el mismo efecto sobre el sistema que la falla correspondiente a la rama ij . La duración de la interrupción resultante, es sin embargo, mucho más corta (durará el tiempo necesario para reconectar el interruptor). Puesto que los efectos en el sistema son idénticos, este modo de falla del interruptor puede ser explicado, considerando que los interruptores y las ramas respectivas están en serie, adicionando las ratas de operaciones falsas a las ratas de fallas de las ramas y las duraciones medias de las aperturas falsas combinándolas con el tiempo de reparación de las ramas, empleando la ecuación 13.4.

Alternativamente, un conjunto diferente de índices del punto de carga puede calcularse para las interrupciones de corta duración, empleando el mismo proceso usado para la evaluación de las fallas en la rama.

13.4.3.2. Fallas de operación del interruptor - Modelos del sistema

La evaluación de los efectos de las fallas de operación del interruptor (atascamiento del interruptor) es algo compleja. Evidentemente, cualquier punto de carga puede ser afectado por una falla en cualquier rama del sistema, si varios interruptores sobre la trayectoria de la falla se niegan operar. Un modelo de espacio-estado para describir todas las posibilidades puede ser utilizado y se requieren ciertas simplificaciones para hacer más manejable el modelo.

El modelo que ahora se describe es un compuesto de módulos de espacio-estado que muestran los efectos de varios componentes simples y las fallas de componentes múltiples sobrepuestas son ignoradas. Realmente, todos los componentes en una rama se pueden combinar para considerar solamente las fallas de las ramas. La estructura de los módulos depende de la zona en la cual la rama fallada está localizada; mientras que en cada módulo solamente una falla simple de rama es involucrada, los estados en que esta falla simple coincide con uno o más eventos de atascamiento del interruptor son incluidos.

En las siguientes explicaciones, las notaciones usadas se refieren al sistema de la Figura 13.5; con las modificaciones apropiadas en la notación, el modelo puede ser extendido a cualquier sistema. Los estados

asociados con una falla de rama en la zona 1 son mostrados en la Figura 13.8a. La siguiente notación es usada en el diagrama:

- D_{11} : indica la falla de la rama 11
- B_{11}'' es el estado de atascamiento (cerrado) del interruptor B_{11}
- B_{11}' : es el estado del interruptor B_{11} mientras está siendo reparado y preparado para la reconexión (abierto)
- μ_{s11} : es el recíproco del tiempo medio necesario para abrir el interruptor atascado B_{11} o de otra manera aislar la rama 11
- μ_{R11} : es el recíproco del tiempo medio para reparar el interruptor B_{11}
- λ_{11} es la tasa de fallas de la rama 11
- μ_{11} es la tasa de reparación de la rama 11
- p_{11} es la probabilidad de que B_{11} falle para operar cuando se le requiere.

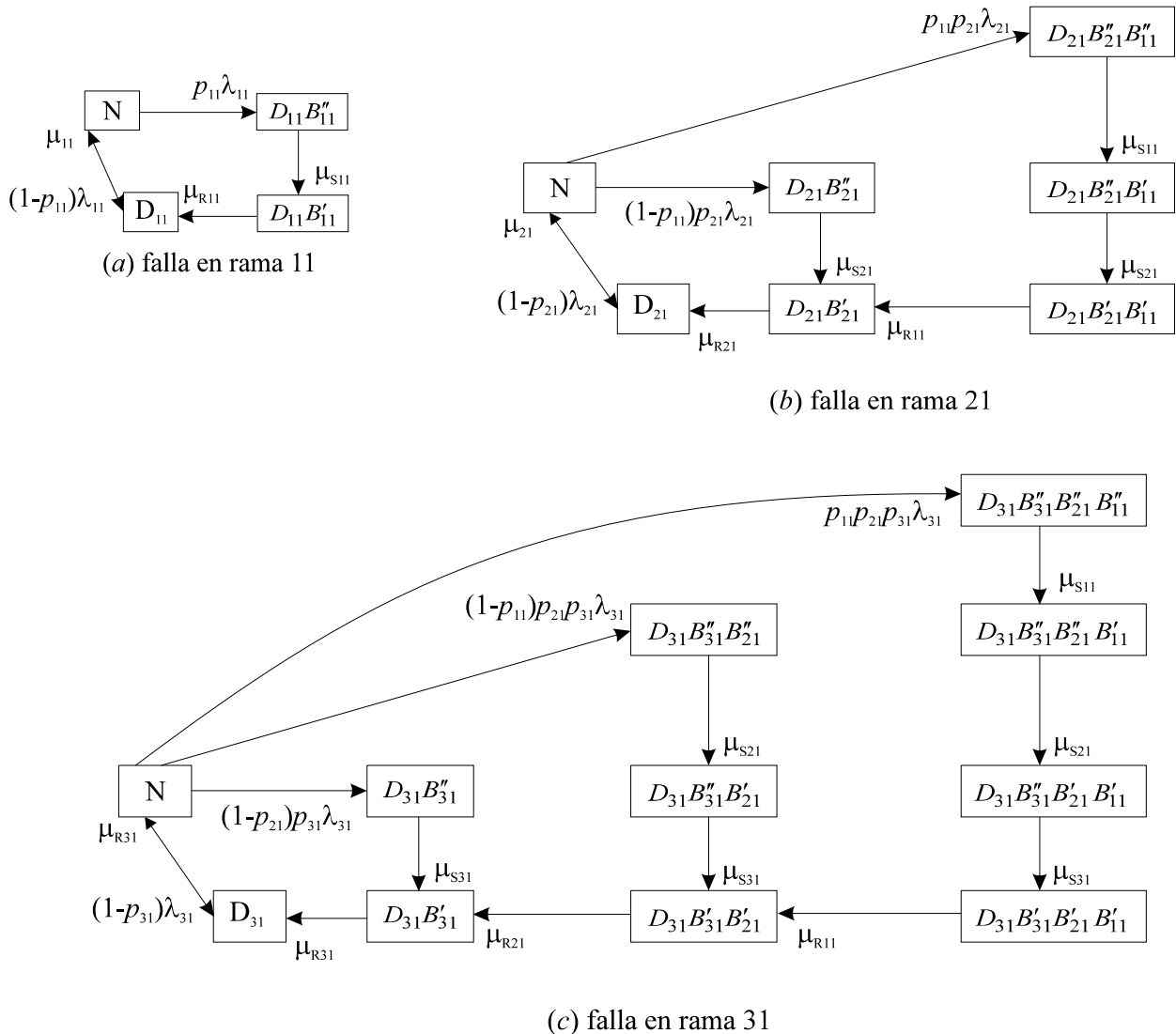


Figura 13.8. Diagramas de espacio-estado para las fallas de ramas en las zonas 1, 2 y 3 de la Figura 13.5.

Para una falla de rama en la zona 2, los estados posibles del sistema forman el diagrama de espacio-estado de la Figura 13.8b. La notación en el diagrama se refiere a la falla en la rama 21 en el sistema de la Figura 13.5. De otra manera, la notación es análoga a la usada en la Figura 13.8a ya explicada; es obvio que ahora no solamente el interruptor más cercano a la falla B_{21} , puede permanecer en un estado de atascamiento, si no también el interruptor que proporciona la protección de respaldo B_{11} ; para explicar esta posibilidad, se adiciona la última columna de estados (nótese que en el resto de estados, el interruptor B_{11} está cerrado).

El diagrama de la Figura 13.8c, describe los estados del sistema si la rama fallada está en la zona 3 (como se muestra, ésta se encuentra en la rama 31). En los estados de la columna arrancando con $D_{31} B_{31}''$, sólo el interruptor B_{31} , está atascado; en los estados de la siguiente columna, B_{31} y B_{21} , están atascados y en los estados de la última columna, los tres interruptores B_{31} , B_{21} y B_{11} están atascados. Es fácil ver cuantos diagramas adicionales pueden ser construidos para fallas en las zonas 4, 5 y así sucesivamente. Como se indicó antes, el espacio-estado completo para un sistema consiste en una combinación de tales diagramas, uno para cada rama en el sistema.

13.4.3.3. Fallas de operación del interruptor - Índices del punto de carga

Con interruptores perfectos, el servicio en un punto de carga dado es interrumpido sólo si una rama falla en la trayectoria entre la fuente y el punto de carga. Si existe una posibilidad de que los interruptores se nieguen a operar, las interrupciones de servicio en el mismo punto de carga también pueden ocurrir como resultado de fallas en otras ramas. Las causas de las interrupciones en un punto de carga pueden dividirse en las siguientes categorías:

- Fallas de las ramas entre la barra fuente y el punto de carga.
- Fallas de las ramas en zonas más altas (próximas a la fuente) que la zona del punto de carga, si el punto de carga está sobre la trayectoria entre la rama fallada y la fuente y si todos los interruptores entre la rama fallada y el punto de carga están atascados.
- Las fallas de las ramas en otra parte del sistema, si las trayectorias hacia la rama fallada y el punto de carga tienen una sección común y varios interruptores fallan para operar en la trayectoria anterior para causar una interrupción del último.

Considerar por ejemplo, un punto de carga de la rama 21 de la Figura 13.5. Una falla tipo a), sería la falla de la rama 11; una falla tipo b), la falla de la rama 41, con ambos interruptores B_{41} y B_{33} negándose a operar; una falla tipo c), la falla en la rama 34, con ambos interruptores B_{34} y B_{22} atascados, forzando a que B_{11} opere.

Todas las posibilidades de falla que causan una interrupción en la rama 21 se muestran en el árbol de fallas en la Figura 13.9; basados en este diagrama, es fácil derivar la frecuencia de interrupciones en un punto de carga dado y la expresión para esta frecuencia, λ_{F21} , llega a ser:

$$\lambda_{F21} = \lambda_{21} + \lambda_{11} + p_{31}\lambda_{31} + p_{32}\lambda_{32} + p_{33}\lambda_{33} + p_{33}p_{41}\lambda_{41} + p_{22}\lambda_{22} + p_{22}p_{34}\lambda_{34} + p_{23}\lambda_{23} \quad (13.11)$$

La probabilidad de fallas del punto de carga puede obtenerse de la solución del modelo espacio-estado para el sistema completo. Esta probabilidad es la suma de las probabilidades de todos los estados que representan falla en un punto de carga dado. Considerando de nuevo un punto de carga de la rama 21, los estados en los cuales el suministro a este punto es interrumpido, están listados en la columna (c) de la Tabla 13.15.

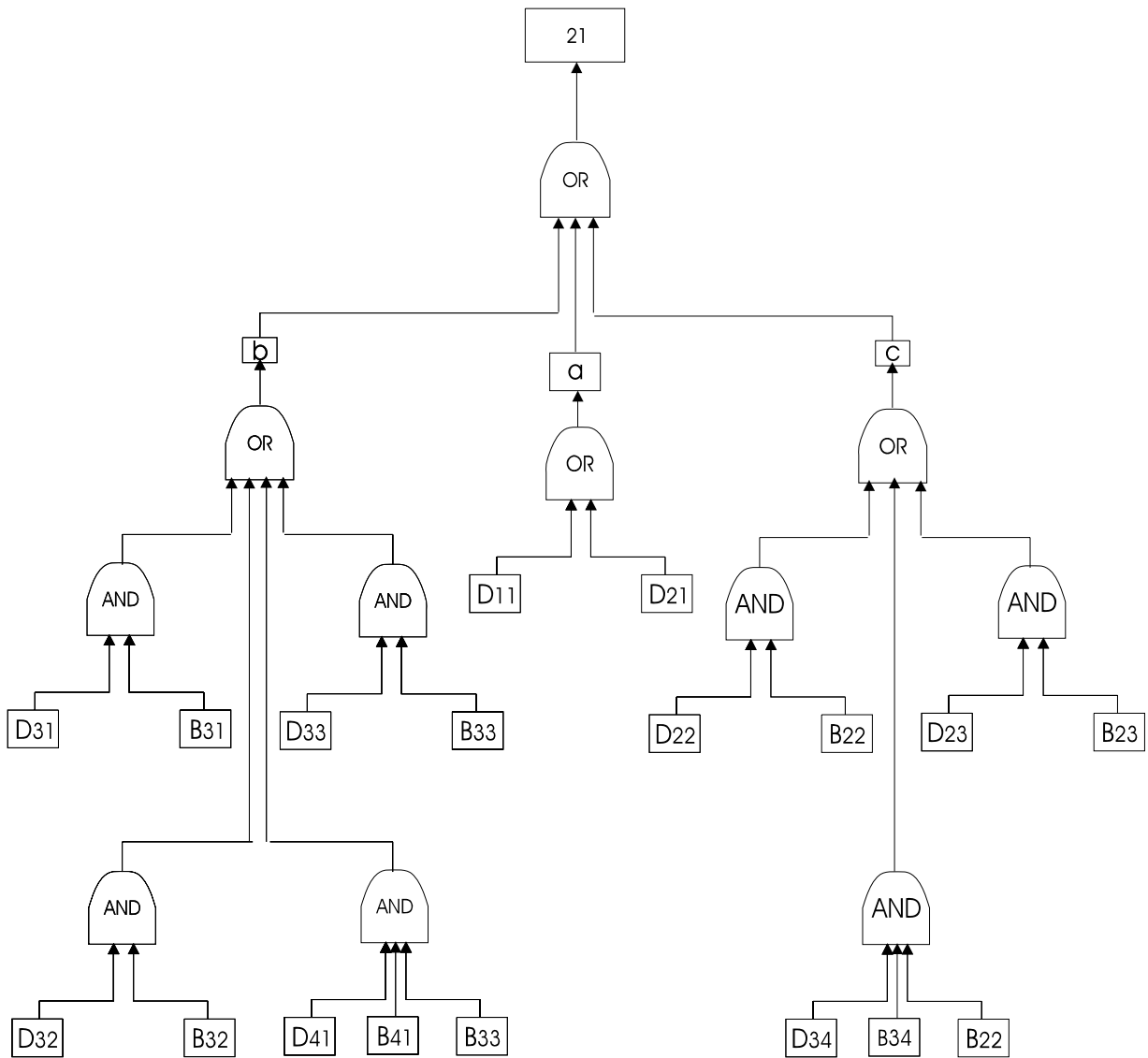


Figura 13.9. Causas de falla en la rama 21 del circuito de la Figura 13.5.

Los estados se refieren al módulo de espacio-estado cuyo tipo es dado para cada acceso de la columna B y así, a su vez, es el modelo apropiado para la falla de rama mostrado en la columna A. Por ejemplo, la probabilidad de contribución del primer acceso a la probabilidad de interrupción en la rama 21, es la suma de las probabilidades de los tres estados de falla mostrados en la Figura 13.8a. Es fácil mostrar que esto está dado por los términos:

$$p_{11}\lambda_{11}r_{S11} + p_{11}\lambda_{11}r_{R11} + \lambda_{11}r_{i1}$$

donde: $r_{S11} = 1/\mu_{S11}$, $r_{R11} = 1/\mu_{R11}$ y $r_{i1} = 1/\mu_{i1}$. Las probabilidades asociadas con el resto de los accesos pueden ser igualmente fáciles de derivar a partir de los modelos de espacio-estado adecuados.

Tabla 13.15. Estados de falla de la rama 21.

Rama fallada	Tipo de Modelo	Estados donde el suministro a la rama 21 es interrumpido
A	B	C
11	Figura 13.8 a	Todos *
21	Figura 13.8 b	Todos *
31	Figura 13.8 c	Todos *, excepto D_{31}
32	Figura 13.8 c	Todos *, excepto D_{32}
33	Figura 13.8 c	Todos *, excepto D_{33}
41	No mostrado	Todos *, excepto $D_{41}, D_{41} B''_{41}, D_{41} B'_{41}$
22	Figura 13.8 b	Todos *, excepto D_{22}
34	Figura 13.8 c	Todos *, excepto $D_{34}, D_{34} B''_{34}, D_{34} B'_{34}$
23	Figura 13.8 b	Todos *, excepto D_{23}

* Sin incluir el estado Normal N

La duración media de las interrupciones del servicio en el punto de carga 21 es simplemente, la relación de P_{F21} , la probabilidad de tales interrupciones y f_{F21} , su frecuencia. Todo el procedimiento puede ser fácilmente generalizado a cualquier otro punto de carga o a cualquier otro sistema radial.

Dependiendo de los valores de las probabilidades de p_{ij} el efecto total de las fallas de operación del interruptor puede ser leve o muy pronunciado. Una curva típica que muestra el efecto de las fallas de operación de un interruptor sobre la frecuencia de las interrupciones del punto de carga es mostrada en la Figura 13.10. Si por ejemplo, un incremento del 10% o más alto en el valor de f_{Fmn} es considerado significativo, tales incrementos pueden ocurrir en un sistema dado cada vez que los interruptores no responden cuando se les requiere, exceden aproximadamente 0.1.

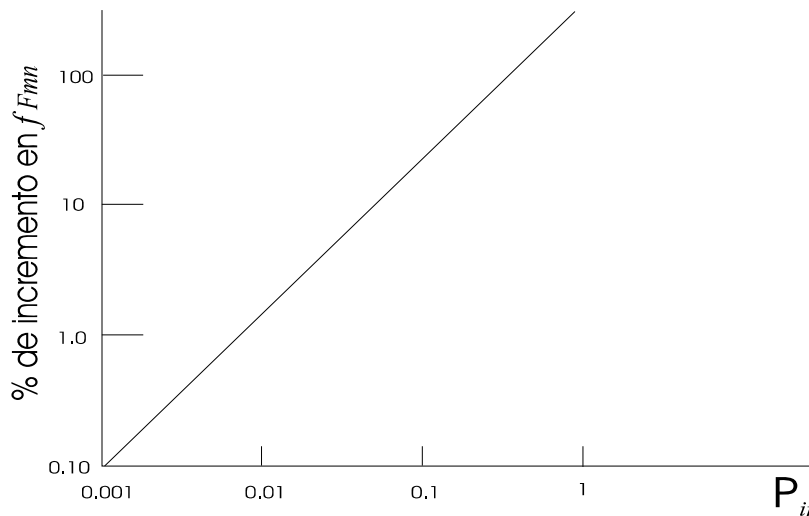


Figura 13.10. Una curva típica para el efecto de las fallas de operación del interruptor sobre la frecuencia de las interrupciones del punto de carga.

13.5. Un sistema en anillo abierto [73]

Una desviación del concepto de circuito radial es mostrado en la Figura 13.11. Como bajo condiciones normales el seccionador N.O. está abierto y por lo tanto, el sistema opera como un circuito radial ante una falla en una de las secciones del alimentador, esa sección es aislada por los seccionadores a ambos lados de la falla y el seccionador N.O. es cerrado; así, el suministro es proporcionado a los consumidores como en un sistema anillado por el lado remoto de la falla, quienes serían dejados sin servicio si el circuito fuese radial simple. Como ahora el concepto de zona no es aplicable, la numeración de la rama en la Figura 13.11 es serial sin ninguna referencia a las zonas.

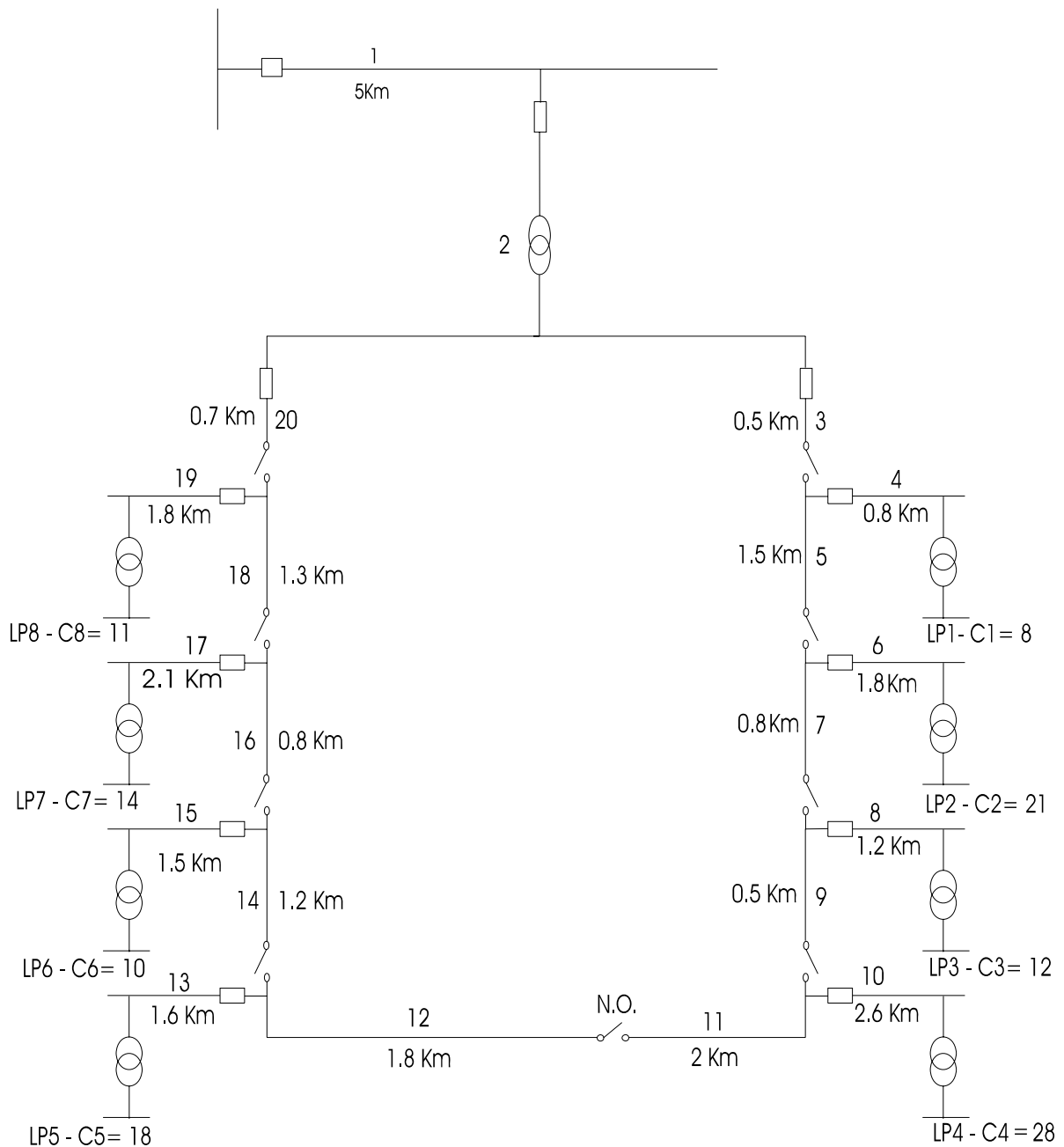


Figura 13.11. Un sistema en anillo abierto.

En la siguiente discusión, serán evaluadas tres alternativas para la Figura 13.11. Estas son las siguientes:

- El sistema como se ve en la Figura 13.11.
- El sistema con todos los seccionadores de los alimentadores principales permanentemente cerrados (puenteados) y el seccionador N.O. removido. Esto representaría la operación de un sistema radial, como el de la Figura 13.7.
- El sistema solamente con el seccionador N.O. removido y los demás seccionadores operando normalmente. Esto representa la operación de un sistema radial con algo más de flexibilidad que en b).

Una comparación de estas tres alternativas ayudará a apreciar los efectos de un arreglo en anillo y de los seccionadores que dividen los alimentadores en secciones. Los datos de falla de los componentes se muestran en la Tabla 13.13. El tiempo medio de suicheo para los seccionadores de los alimentadores y del seccionador N.O. es de $r_s = 0.5$ horas. Asumir suicheo perfecto.

13.5.1. Caso a

El cálculo de las frecuencias (ratas) de falla del punto de carga es exactamente el mismo del circuito radial (El suiche N.O. está abierto durante la operación normal). Estas frecuencias están dadas por la ecuación 13.3. Por ejemplo, la frecuencia de interrupciones al punto de carga LP7 es:

$$\lambda_{F7} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{20} + \lambda_{18} + \lambda_{16} + \lambda_{14} + \lambda_{12} + \lambda_{17} \quad (13.12)$$

Las duraciones medias de falla en los diferentes puntos de carga están dadas por la ecuación 13.4, con una modificación; ésta es, que para aquellos componentes cuyas fallas contribuyen a la frecuencia de fallas del punto de carga en cuestión pero que pueden ser aisladas del punto de carga por suicheo, el tiempo de reparación r_α en la ecuación 13.4, debe ser reemplazado por el tiempo de suicheo r_s . En el caso de LP7, por ejemplo, la duración media de las interrupciones, r_{F7} , está dada por:

$$r_{F7} = \frac{1}{\lambda_{F7}} [\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_{16} r_{16} + \lambda_{17} r_{17} + (\lambda_{20} + \lambda_{18} + \lambda_{14} + \lambda_{12}) r_s] \quad (13.13)$$

Los índices resultantes del punto de carga están consignados en la Tabla 13.16 y los índices del sistema completo puede calcularse por medio de las ecuaciones 13.7, 13.8 y 13.9. Estos valores están incluidos también en la Tabla 13.16.

13.5.2. Caso b

Si todos los seccionadores en los alimentadores están cerrados y el seccionador N.O. es removido, el sistema se reduce a un circuito radial que puede ser solucionado mediante el modelo descrito en la sección 13.4.2. Son definidas cuatro zonas: la zona 1 contiene el componente 1, la zona 2 el componente 2, la zona 3 los componentes 3, 5, 7, 9, 11, 12, 14, 16, 18 y 20 y la zona 4 los componentes 4, 6, 8, 10, 13, 15, 17 y 19. Los resultados de la evaluación de la confiabilidad están listados en la Tabla 13.16. Nótese que las frecuencias son las mismas del caso a); sin embargo, la ausencia de posibilidades de suicheo ahora aumenta las duraciones medias de falla.

13.5.3. Caso c

Si solamente el suiche N.O. es removido, se obtiene un sistema radial, que no obstante, conserva algunas facilidades de suicheo. Existen ahora 8 zonas y queda fácil repartir los componentes en ellas. Las

frecuencias de fallas son las mismas que para el caso a). Las duraciones medias de las interrupciones en los distintos puntos de carga deben calcularse con mucho cuidado considerando cuales fallas pueden y cuales no pueden ser aisladas del punto de carga en cuestión. Considerando LP7, por ejemplo, la duración media r_{F7} es obtenida como:

$$r_{F7} = \frac{1}{\lambda_{F7}} [\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_{16} r_{16} + \lambda_{17} r_{17} + \lambda_{18} r_{18} + \lambda_{20} r_{20} + (\lambda_{14} + \lambda_{12}) r_s] \quad (13.13)$$

Puesto que cuando los sectores del alimentador 14 o 12 fallan, los sectores fallados pueden aún estar aislados de LP7 por medio del suicheo, mientras éste no sufra por fallas en 16, 17, 18 o 20. Los índices de confiabilidad son consignados en la Tabla 13.16 y como se esperaba, los tiempos medios fuera de servicio ahora están entre sus correspondientes valores de los casos a) y b).

Tabla 13.16. Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 13.11.

Punto de carga k	Caso a		Caso b		Caso c	
	λ_{Fk} (1/año)	r_{Fk} (horas)	λ_{Fk} (1/año)	r_{Fk} (horas)	λ_{Fk} (1/año)	r_{Fk} (horas)
1	1.531	0.937	1.531	1.433	1.531	1.002
2	1.681	0.993	1.681	1.528	1.681	1.231
3	1.591	0.870	1.591	1.473	1.591	1.222
4	1.801	1.227	1.801	1.593	1.801	1.593
5	1.751	1.053	1.751	1.510	1.751	1.510
6	1.736	0.971	1.736	1.501	1.736	1.294
7	1.826	1.003	1.826	1.551	1.826	1.222
8	1.781	1.021	1.781	1.527	1.781	1.100
ÍNDICES DEL SISTEMA						
SAIFI (1/año)	1.730		1.730		1.730	
CAIDI (h)	1.045		1.531		1.337	
SAIDI (h)	1.809		2.649		2.313	

Nótese que, con una leve modificación del procedimiento de a), las restricciones tales como la capacidad restringida de carga del seccionador N.O. o la capacidad limitada de las porciones de anillo para suministrar la carga más allá de su porción normal puede también ser considerada.

13.6. Confiabilidad de redes de distribución subterráneas. [78], [84]

La confiabilidad de un sistema subterráneo es generalmente mejor que la de su homólogo aéreo. La mayoría de los ingenieros de distribución coinciden en que mientras la frecuencia de fallas es menor para redes subterráneas que para las redes aéreas por la escasa influencia de elementos climáticos, vehículos, etc., la duración de una salida puede ser más grande ya que las fallas tienden a ser más difíciles de localizar o reparar.

Es necesario considerar entonces que las condiciones de operación e instalación de los equipos y materiales son totalmente diferentes a las de los sistemas aéreos; lo mismo que la construcción, la manufactura y aún su protección es diferente, estando sujetos en la mayoría de los casos a fallas sostenidas.

En un sistema subterráneo $\lambda_s = \left(\frac{1}{5} \text{ o } \frac{1}{7}\right)\lambda_a$, donde λ_a es la rata de fallas de un sistema aéreo equivalente, dadas sus condiciones de operación, construcción y protección, los tiempos de reparación son mayores, es decir que $r_s \gg r_a$, donde r_a es el tiempo de reparación de una red aérea equivalente, dependiendo esta relación de la estructura o configuración topológica del sistema subterráneo, equipo empleado y construcción.

Estimándose en general, que $r_s = (2.5 \text{ a } 3)r_a$, es por lo tanto, importante en la evaluación de estos sistemas que el énfasis del ingeniero de distribución de a sus diseños esté enfocado en la reducción de r más que λ .

13.6.1. Estructuras para sistemas subterráneos [78]

Las estructuras empleadas en sistemas subterráneos se pueden agrupar en:

- Radiales alimentados desde línea aérea. (Figura 13.12)
- En anillo alimentado desde línea aérea. (Figura 13.13)
- Totalmente subterránea.

Es necesario analizar la operación y la coordinación de las protecciones de cada una de ellas para obtener buenos resultados en cuanto a la continuidad. En el primer caso se recomienda proteger cada uno de los equipos individualmente y coordinar perfectamente la operación de los dispositivos de protección. (Véase Figura 13.12).

Es importante tener en cuenta la característica i^2t , en el caso de fallas de transformadores tipo pedestal o sumergibles, debiéndose en este caso escoger los fusibles limitadores de corriente para lograr una buena coordinación.

En el caso de estructuras en anillos (Figura 13.13), aunque una operación manual de los seccionadores no mejora λ , si contribuye sensiblemente en la reducción de r , ya que los consumidores afectados en caso de una falla pueden ser restablecidos en tiempos más cortos; en el caso de consumidores más importantes es recomendable tener la posibilidad de interconexión en baja tensión, debido a que una falla en un transformador sacará de servicio a todos los consumidores conectados a éste y el tiempo de reemplazo de un transformador de este tipo es considerable. En esta estructura es recomendable emplear fusibles de potencia en ambas acometidas ya que las corrientes de carga pico y de energización son grandes cuando el anillo está operando desde uno de sus extremos.

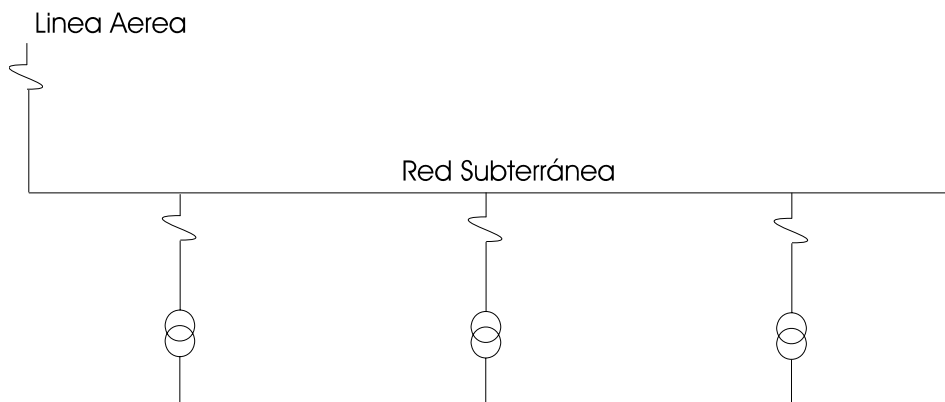


Figura 13.12. Red subterránea alimentada desde línea aérea.

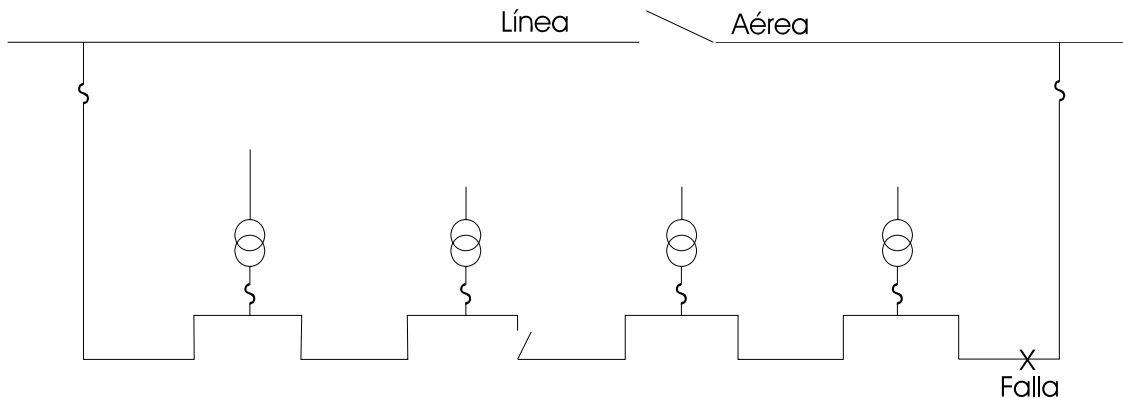


Figura 13.13. Red subterránea en anillo alimentada desde línea aérea.

El empleo de reclosers en los dos casos anteriores, hace inútil su uso debido a la naturaleza permanente de las fallas; sin embargo, dependiendo de las condiciones de operación de la red aérea o del tipo de consumidores atendidos es recomendable el empleo de seccionadores automáticos. Cuando la red es construida totalmente subterránea desde la subestación, las estructuras empleadas no deben ser radiales debido a la importancia de los consumidores atendidos y a la dificultad de localización de fallas.

Los interruptores empleados para la protección de estas redes no efectúan recierres debido a que se presentan fallas permanentes; dado que el tiempo de restauración en estos sistemas es el parámetro más importante que se debe considerar, se han desarrollado en las dos últimas décadas dispositivos de protección de transferencia automática de carga que censan la presencia o ausencia de potencial y que permiten reducir considerablemente el tiempo de interrupción. En las Figuras 13.14 y 13.15 se muestran algunas de sus posibles aplicaciones.

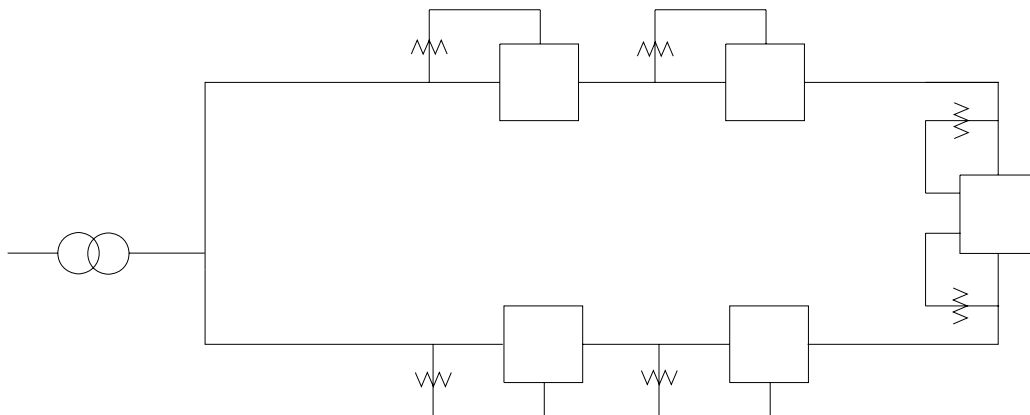


Figura 13.14. Alternativa de transferencia automática.

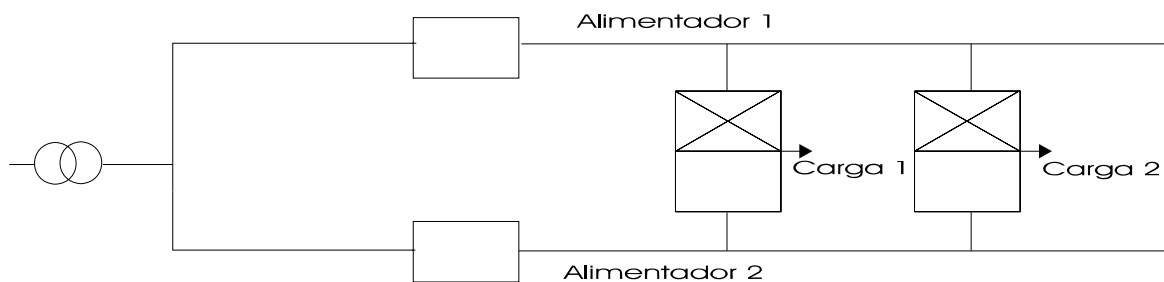


Figura 13.15. Alternativa de transferencia.

El análisis de confiabilidad en este tipo de sistemas lleva implícito un costo importante, por lo que las técnicas desarrolladas para su cálculo se tornan muy importantes ya que éste involucra tanto λ y r como su costo asociado. A continuación se desarrolla uno de estos métodos.

Al diseñar un sistema de distribución subterránea se pretende proporcionar al consumidor un suministro de energía tan libre como sea posible de interrupciones. El índice de continuidad que se trata de obtener se basa en la experiencia y en razones subjetivas; cada medida adoptada para aumentar la confiabilidad del sistema origina mayores costos, por lo que es importante determinar que tanto se está dispuesto a invertir para obtener un índice de confiabilidad determinado. A continuación se presenta un método cuantitativo que permite comparar las diferentes estructuras de alimentación en sistemas de distribución subterráneos, utilizando un factor de conveniencia que involucra tanto la confiabilidad como el costo de las diferentes alternativas de suministro de energía eléctrica empleadas en la actualidad.

En realidad, los conceptos de confiabilidad se han usado siempre, aunque de manera implícita y vinculados con la redundancia de instalaciones y por ende, el exceso en las inversiones. Debido a esto, en los cálculos de ingeniería se utilizan los coeficientes de seguridad necesarios. Sin embargo, en los últimos 20 años el aspecto de la confiabilidad de los sistemas de distribución y de sus diferentes componentes ha cobrado considerable importancia. Esto se debe básicamente a las siguientes causas:

- Aumento en la complejidad en los sistemas.
- Intensidad de los regímenes de trabajo.
- Exigencias en la calidad del servicio.
- Automatización total o parcial de los sistemas de distribución.

Esto da lugar a que las probabilidades de aparición de fallas se incrementen, originando grandes pérdidas económicas. El problema de garantizar la confiabilidad está íntimamente asociado con todas las etapas de fabricación de los equipos y durante todo el período de uso. La confiabilidad de un equipo debe verse durante su diseño y cálculo y asegurarse en su producción mediante la elección correcta de la tecnología de fabricación, el control de calidad de los materiales empleados y el producto terminado. Así mismo, la confiabilidad se conserva utilizando los métodos correctos de almacenamiento, aplicación y mantenimiento.

Es conveniente resaltar el estudio hecho en ciertos aparatos eléctricos donde las causas de las fallas y defectos se pueden clasificar así: por errores de diseño, 40 a 45% del total de fallas; el 20% a errores de fabricación; el 30% a condiciones de aplicación o servicio incorrecto y sólo del 5 al 7% se debe al desgaste natural y envejecimiento del equipo.

La configuración o estructura del circuito en sistemas subterráneos tiene una gran influencia en la confiabilidad; considerando que ésta puede ser expresada en términos del número promedio de interrupciones y de la duración promedio total, el mayor impacto de la configuración del circuito está en el índice de duración de las interrupciones a los usuarios. Así, la importancia en el diseño del sistema subterráneo radica en implementar redundancias óptimas en los circuitos, que proporcionen las facilidades para aislar los componentes fallados del sistema y la rapidez en el restablecimiento del servicio a todos los usuarios.

Las cinco estructuras básicas normalizadas en sistemas primarios de distribución subterránea son:

- Radial.
- Anillo abierto.
- Selectivo primario.

- Selectivo secundario.
- Red zonal.

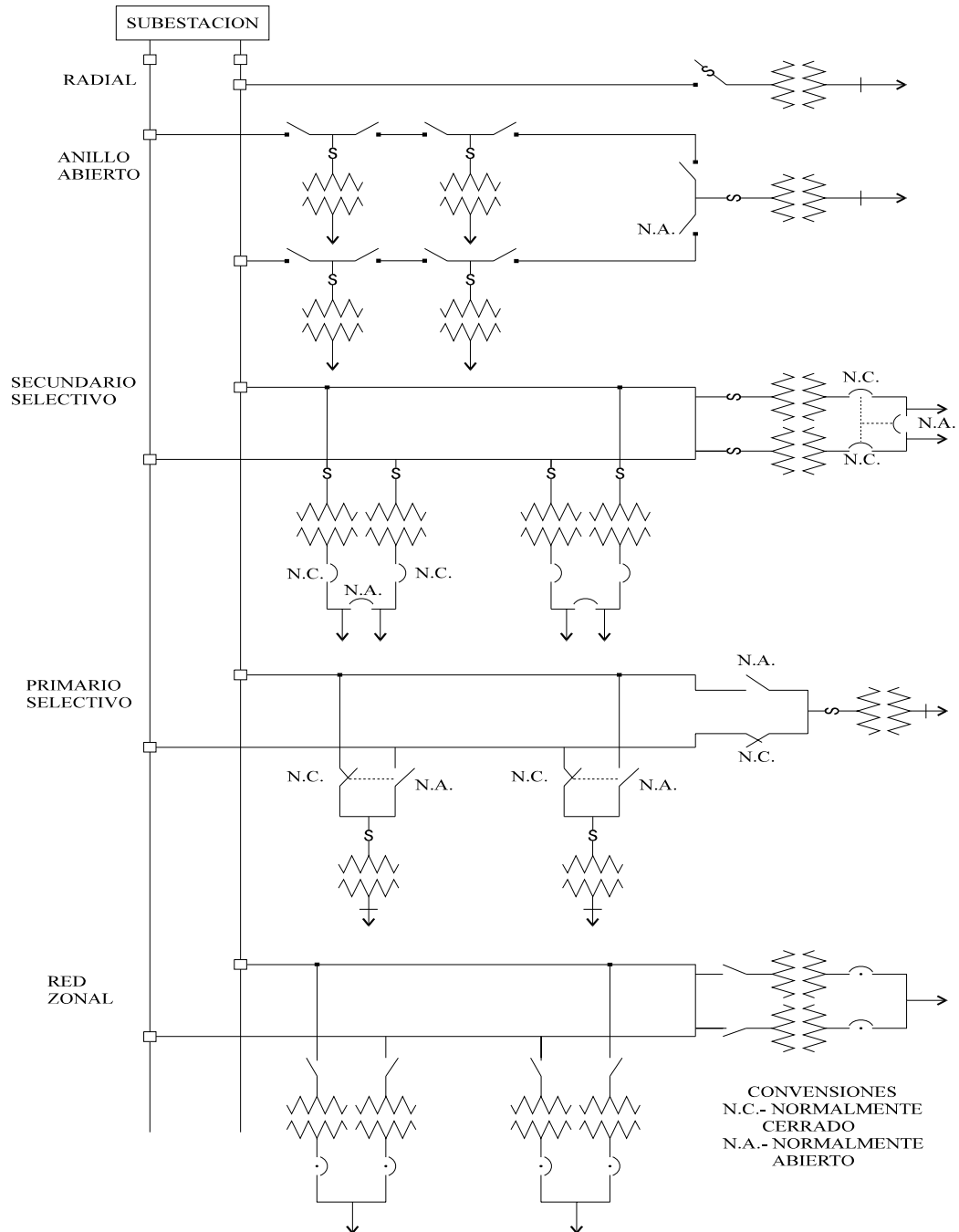


Figura 13.16. Estructuras básicas para redes subterráneas.

Hay muchas variaciones en el diseño de los circuitos, pero generalmente se encuentran compuestos de uno o más elementos que componen estas estructuras básicas. La Figura 13.16 muestra los diagramas unifilares de los cinco circuitos básicos usados en sistemas de distribución subterránea y la Figura 13.17 muestra los índices de confiabilidad donde se comparan con los índices de las redes aéreas equivalentes en el abastecimiento de energía eléctrica a grandes edificios.

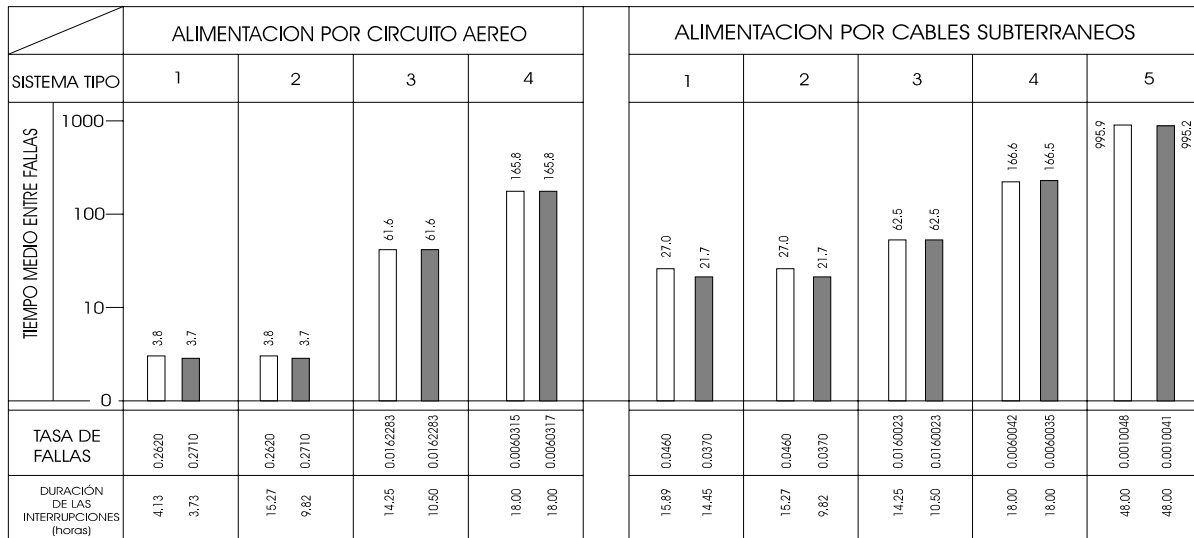
La confiabilidad está ligada a la calidad del servicio en términos de la presencia y/o ausencia de energía en la acometida del usuario. Luego entonces, la confiabilidad se puede expresar de varias formas. En los sistemas subterráneos es posible evaluar también la calidad del servicio utilizando los mismos parámetros definidos anteriormente, es decir, la duración d y la frecuencia f de las interrupciones. Estos índices pueden ser obtenidos en valores promedio a partir de las tasas de fallas de los componentes y de los tiempos de restablecimiento del servicio, en cuyo caso las expresiones para estos índices son los siguientes:

$$d = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n c_i t_i = \sum_{i=1}^n \chi_i \lambda_i \left[\sum_{j=1}^n c_{ij} t_{ij} \right] \tag{13.14}$$

$$f = \sum_{i=1}^n c_i \chi_i \lambda_i \tag{13.15}$$

donde:

- n : número de interrupciones en un año
- t_i : duración de cada interrupción
- c_i : número de interrupciones por usuario
- N : Número de consumidores atendidos
- λ_i : tasa de fallas del componente
- χ_i : kilómetros del alimentador o número de componentes
- c_{ij} : consumidores en p.u. afectados durante la operación paso por paso de los trabajos de restablecimiento o seccionamiento de falla.
- j : índice de las funciones de restablecimiento o seccionamiento de falla.
- t_{ij} : tiempo requerido durante la operación paso por paso de los trabajos de restablecimiento o seccionamiento de falla.



EQ. SUMERGIBLE
 EQ. NO SUMERGIBLE
 1.- RADIAL
 2.- ANILLO
 3.- PRIMARIO SELECTIVO
 4.- SECUNDARIO SELECTIVO
 5.- RED ZONAL

Figura 13.17. Índices de confiabilidad de las estructuras básicas (Comparación con redes aéreas).

13.6.2. Índice de costo - confiabilidad [78]

Un criterio basado en la confiabilidad esperada del servicio y en el costo de la instalación, permite evaluar las diferentes estructuras de alimentación en distribución subterránea; con este propósito, se define el empleo del factor de conveniencia (F_{con}), con el cual es posible establecer la comparación entre las diferentes alternativas posibles a emplear para la alimentación de cargas importantes. Este índice se define como la inversa del producto del costo de la estructura por consumidor C y del índice de duración promedio de interrupciones d , la expresión matemática es:

$$F_{con} = \frac{1}{Cd} \quad (13.16)$$

Este índice es una medida del mérito del diseño de la estructura en términos de costo y confiabilidad, de tal manera que mientras mayor sea este número, más conveniente resultará la estructura de diseño.

Las interrupciones de servicio en los sistemas de distribución subterráneos resultan de la salida de operación de algún alimentador o componente del sistema. Estas interrupciones pueden ser: no planeadas (forzadas), debido a fallas en el suministro y/o fallas de equipos; o bien planeadas con el fin de dar mantenimiento a la red.

Las salidas de alimentadores primarios son la causa principal de las interrupciones del servicio, fallas en los equipos y salidas de barras secundarias; estas últimas son también importantes, pero no tan significativas ya que en general son menos los usuarios afectados.

Por lo anterior se puede concluir que la confiabilidad está profundamente relacionada con el diseño, construcción y operación de las estructuras de distribución subterráneas.

13.6.3. Salidas de alimentadores

Estas son funciones de la tasa de fallas (fallas por unidad de longitud por año) y de la longitud de los alimentadores. El tipo y calidad de construcción influye notablemente en la tasa de fallas, así por ejemplo, en los cables que se encuentran directamente enterrados la causa principal de las salidas de servicio se deben a taladros mecánicos y otros equipos de excavación. Estas fallas se pueden reducir ya sea instalando barreras encima de los cables (tejas) o usando ductos (con bandas de señalización). Cuando se usan ductos la causa principal de las salidas es la acción de roedores.

13.6.4. Duración de las interrupciones

La duración de las interrupciones puede ser controlada mediante ciertas técnicas de diseño y operación. Desde el punto de vista del diseño, el objetivo es instalar alimentadores primarios alternos, de manera que el servicio se restablezca mediante maniobras de desconexión en un tiempo menor al que tomaría reparar la falla. Los arreglos en anillo y selectivo primario son usados principalmente por esta razón. Hoy en día, las compañías suministradoras planean la instalación de equipos de control y de señalización remota, de tal manera que la operación de la red se haga a distancia desde un centro de control. Desde el punto de vista de operación, el objetivo está orientado hacia la preparación de personal capacitado, que pueda atender rápidamente los reportes de interrupciones de servicio y realizar las maniobras necesarias para su restauración.

13.6.5. Rata de fallas [78], [84]

El mayor problema en la realización de un estudio de confiabilidad es la determinación de las ratas de fallas. A causa de la modernización de los diseños de sistemas que están siendo estudiados y sus equipos relacionados, existen muy pocos datos disponibles y toma mucho tiempo obtener datos para determinar ratas de fallas (por ejemplo, un problema de corrosión puede aparecer después de los 10 años). Para dar una idea de las ratas de falla a usar en un estudio, un criterio subjetivo basado en los datos disponibles junto con recomendaciones de los ingenieros de la empresa de energía en el área específica deberá ser usada. Las ratas de fallas que se muestran en la Tabla 13.17, dan una idea representativa de éstas para los elementos de circuitos de distribución subterránea.

El segundo problema después de considerar los datos de ratas de falla, es determinar la forma en que una rata de fallas es asignada a sus modos de falla. Los modos de falla de un cable subterráneo son: circuito abierto y cortocircuito a tierra. Generalmente, todos los modos de falla son incluidos cuando se da una rata de fallas. Algunas veces, sólo el modo de falla predominante es incluido. Para cables primarios y terminales, el modo de falla para la gran mayoría de los casos es un cortocircuito a tierra.

En el cable secundario, la información pasada muestra que si los cables se abren estos se queman y se autodespeja la falla y el modo de falla dominante en este caso es el circuito abierto. La Tabla 13.17 muestra las ratas de falla con ambos modos de falla: Predominante y secundario.

Las ratas de falla de los equipos, como ya se discutió, son muy importantes en cualquier estudio de confiabilidad. Cuando se evalúa el efecto del nivel de tensión del sistema primario sobre la rata de fallas, los datos llegan a ser difíciles de interpretar. Mientras muchas empresas de energía tienen la sensación de que la rata de fallas de un equipo subterráneo de tensión más alta, puede ser algunas veces más alta, muy pocas tienen cuantificados los datos. Muchas empresas de energía que han tenido problemas que comprometen la confiabilidad de los consumidores tienen efectivamente cuantificadas las ratas de fallas a sus diferentes niveles de tensión y han mostrado ratas de fallas que son considerablemente diferentes a aquellas que se muestran en la Tabla 13.17. Muchas de éstas también han mostrado ratas de fallas de equipo subterráneo que son muchas veces más altas a niveles de 25 kV o 35 kV que a 15 kV.

Tabla 13.17. Ratas de fallas estándar.

Elemento del circuito	Rata de fallas Total / año	Modo de falla	Rata de fallas/año
Cable subterráneo secundario	0.11	Circuito abierto	0.099
		Cortocircuito	0.011
Transformador de distribución	0.003	Circuito abierto	0
		Cortocircuito	0.003
Suiche de enlace de circuito en anillo	0.005	No cerrará	0
		Cortocircuito	0.005
Cable subterráneo de acometida	0.11	Circuito abierto	0.099
		Cortocircuito	0.011
Terminales de cable	0.002	Circuito abierto	0
		Cortocircuito	0.002
Cable subterráneo primario	0.03	Circuito abierto	0
		Cortocircuito	0.03
Fusible de transformador	0.005	Circuito abierto	0.005
		No se quemará	0
Codos premoldeados desconectables	0.001	-	-
Empalmes	0.003	-	-

13.6.6. Optimización del área de carga [84]

En el desarrollo de índices de confiabilidad para diferentes niveles de tensión, es necesario conocer la geometría de las áreas de carga de los sistemas que van a ser estudiados. Existen grandes diferencias entre las empresas de energía desde el punto de vista de tensión y cargas que afectan las áreas que pueden ser cubiertas por un diseño dado de red primaria (principal y lateral).

Cuando se comparan las áreas de operación del alimentador a diferentes niveles de tensión, es necesario tratar el tema más complejo del planeamiento de sistemas de distribución en una forma generalizada para hacer ciertas simplificaciones. En un estudio generalizado, el área de carga del alimentador se asume que tiene densidad de carga uniforme y una forma geométrica regular (como un rectángulo o un triángulo). Mientras que los resultados de estudios generalizados no son siempre directamente aplicables a un problema específico; ellos sirven para ilustrar las relaciones fundamentales entre el porcentaje de caída de tensión, pérdidas, densidad de carga, tensión del circuito, etc. Un ejemplo de un análisis de área para tres niveles diferentes de tensión se muestra en la Figura 13.18.

Como puede verse, la forma óptima para aumentar la carga del sistema a tensiones más altas es aumentar la longitud de los alimentadores principales y de los alimentadores laterales.

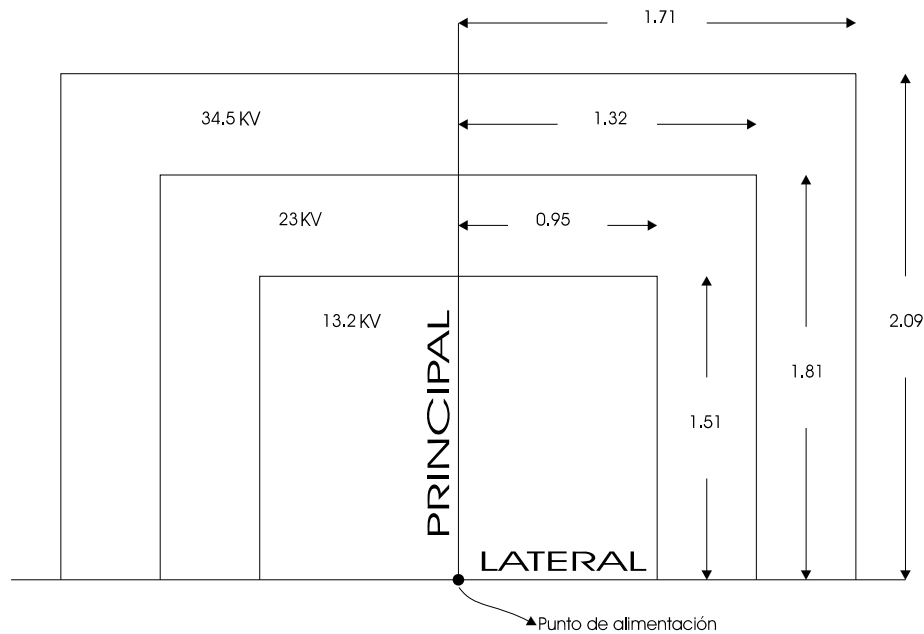


Figura 13.18. Optimización del área de carga a varios niveles de tensión.

13.7. Factores que afectan la confiabilidad [84], [87]

13.7.1. Tensiones de diseño más altas

La decisión de una empresa de energía de estandarizar un nivel de tensión de distribución más alto es muy difícil. Mientras gran parte de la decisión está basada en la densidad de carga, la disponibilidad de servidumbre, las pérdidas y el sitio para la subestación, el más importante aspecto que debe ser considerado es la confiabilidad. Los niveles de tensión más altos incrementan la exposición y la confiabilidad decrece. Puede argumentarse que aumentando la capacidad de seccionalización, en los niveles de tensiones más altos se pueden hacer estos tan confiables como en los niveles de tensiones más bajos.

Ejemplo 13.4. Supóngase que una empresa de energía que opera a 13,2 kV decide pasar a 34,5 kV y extiende su alimentador un 260%; es decir, que si el alimentador a 13,2 kV tiene actualmente 5 km, al cambiar a 34,5 kV, el alimentador se extiende hasta $(34.5/13.2) \times 5 = 13.1$ km.

Asumiendo que el sistema de 13,2 kV sirve a 1000 usuarios, se puede concluir que con la misma densidad de carga (y longitud lateral), el sistema de 34,5 kV puede servir a 2600 usuarios.

Asúmase que la duración de salida del consumidor por año CMO es:

$$\text{CMO (en un alimentador)} = f \times l \times r \times n \quad (13.17)$$

donde:

- f: rata de fallas del alimentador / km = 0.1 f / km
- l: longitud del alimentador en km
- r: tiempo de reparación en minutos = 120 minutos
- n: número de consumidores

El CMO para los dos diseños se calcula como:

$$(\text{CMO})_{13.2 \text{ kV}} = 0.1 \times 5 \times 120 \times 1000 = 60000 \text{ min / año}$$

$$(\text{CMO})_{\text{promedio}} = \frac{60000}{1000} = 60 \text{ min}$$

$$(\text{CMO})_{34.5 \text{ kV}} = 0.1 \times 13.1 \times 120 \times 2600 = 408720 \text{ min / año}$$

$$(\text{CMO})_{\text{promedio}} = \frac{408720}{2600} = 157.2 \text{ min}$$

Si se intenta hacer el sistema a 34,5 kV más confiable adicionando un seccionador en el punto medio, el CMO es calculado como se sigue:

$$\text{CMO} = 0.1 \times 6.6 \times 120 \times 2600 + 0.1 \times 6.6 \times 120 \times 1300$$

$$(\text{CMO})_{\text{alimentador}} = 205920 + 102960 = 308880 \text{ minutos.consumidor}$$

$$(\text{CMO})_{\text{promedio}} = \frac{308880}{2600} = 118.8 \text{ min}$$

Dividiendo el alimentador en tres partes, se calcula el CMO como sigue:

$$\text{CMO} = 0.1 \times \frac{13.1}{3} \times 120 \times 2600 + 0.1 \times \frac{13.1}{3} \times 120 \times \frac{2600}{3} \times 2 + 0.1 \times \frac{13.1}{3} \times 120 \times \frac{2600}{3}$$

$$\text{CMO} = 136240 + 90824.9 + 45415.1 = 272480 \text{ min / año}$$

$$(\text{CMO})_{\text{promedio}} = \frac{272480}{2600} = 104.8 \text{ min}$$

Como no obstante tres secciones de 34,5 kV no pueden aproximarse al criterio de los 60 minutos del sistema 13,2 kV, se puede concluir que una confiabilidad similar es difícil de obtener.

13.7.2. Diseño del sistema

Un alimentador principal trifásico razonablemente corto es del orden de 1,6 km o 3,2 km, o puede ser tan largo como 48 km. Los niveles de tensiones pueden ser tan grandes como 34,5 kV, siendo el más común el de 13,2 kV; mientras que la mayoría de los alimentadores principales son aéreos, muchas de las nuevas construcciones en particular los laterales monofásicos se están construyendo subterráneos.

Los sistemas subterráneos tienen la ventaja de que son inmunes a ciertos tipos de fallas temporales como vientos, descargas atmosféricas directas, animales, etc. Las fallas permanentes por su parte son muchas más difíciles de localizar y reparar, lo cual ha sido tema de gran interés en años recientes. Las más complejas y costosas estructuras (esquemas) de sistemas de distribución tienen ciertas ventajas con respecto a la confiabilidad. La Figura 13.16 muestra las diferentes estructuras de distribución y cada uno de estos sistemas pueden ser evaluados en términos de confiabilidad para cargas tradicionales como se muestra en la Figura 13.17.

13.7.3. Automatización

Una paradoja interesante se da cuando a las empresas de energía se les pregunta sobre cuál es la más importante ventaja de la automatización de los sistemas de distribución y la respuesta es la confiabilidad; también agregan que los usuarios no pagaran más por una confiabilidad mejor. Aún cuando el inconveniente para el usuario promedio durante una salida es generalmente pequeño, el costo para la empresa de energía puede ser ocasionalmente bastante alto; por lo que la evaluación de los costos de una interrupción es una tarea compleja y con frecuencia subjetiva. Muchos de los efectos que resultan directamente de las interrupciones son relativamente fáciles para asignarle un valor económico, por el contrario otros impactos directos tales como la reducción de la eficiencia de la mano de obra, el temor, los perjuicios y las pérdidas de vidas son difíciles de cuantificar; o efectos indirectos tales como: desordenes civiles durante los apagones o paralización de centros comerciales en áreas de alta confiabilidad tienden a ser más difíciles de predecir y evaluar. Por lo que muchas empresas de energía no sienten que una salida les cueste una gran cantidad de dinero. Una revisión de la literatura fue realizada por Roy Billinton y presentada en su artículo "Interruption Cost Methodology and Results- A Canadian Residential Survey", la Figura 13.19 resume los resultados obtenidos.

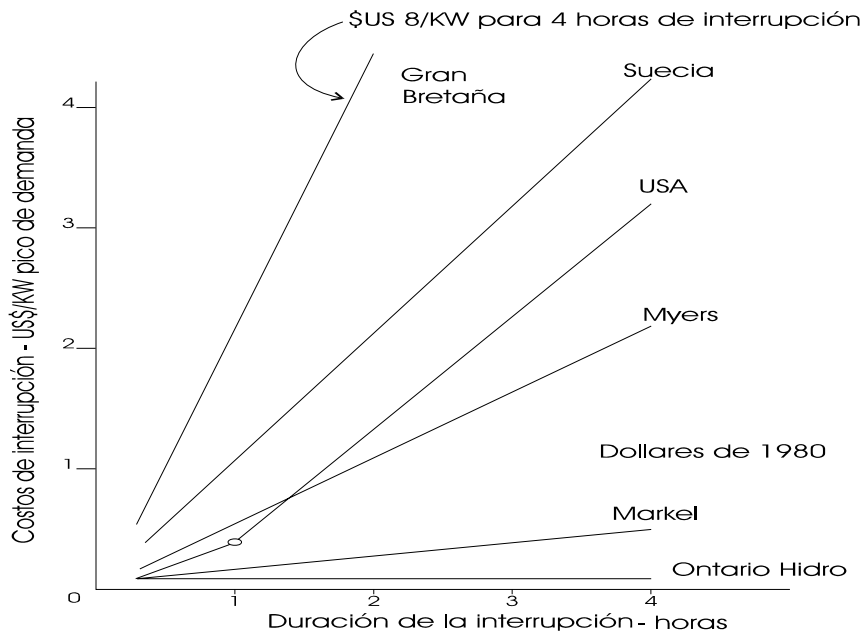


Figura 13.19. Costos estimados de interrupción residencial.

Usando estas curvas y si se asume que una salida de un alimentador típico dura aproximadamente dos horas, se puede concluir que el costo de interrupción promedio por kW es aproximadamente igual a 1,50 US\$. Asumiendo un alimentador típico de alimentación radial de 7 millas de longitud a 13,2 kV, se puede empezar a evaluar el costo por año de salidas y si se asume que la carga conectada es al menos dos veces el pico diversificado o aproximadamente igual a 20 MVA, se puede comenzar a evaluar la confiabilidad mejorada. Las fallas por año del alimentador se calculan multiplicando la rata de fallas (0,15 fallas/año milla) por la longitud.

En consecuencia, el número de fallas por año en el alimentador será aproximadamente 0,1. Si se asume que la automatización permite que la falla sea aislada al 25% del alimentador principal (asumiendo tres puntos de seccionamiento), una reducción del 75% en las salidas puede ser obtenida.

Los ahorros totales por año por alimentador basados en las suposiciones previas serán de $0.75 \times 20000 \times \$US 1.50 = 22500$ US\$ / alimentador por año.

Este número aparentemente refleja la evaluación del gravamen de algunas empresas de energía e indica la gran posibilidad de que muchas de estas compañías puedan justificar la automatización sobre la base de la confiabilidad solamente. Si, de otro lado, una empresa de energía está interesada en los ingresos perdidos; puesto que creen que éste es solamente su costo, el valor de la confiabilidad aumentada puede ser calculada como sigue:

- Factor de carga de 0,5.
- 1 falla / alimentador.año.
- Reducción del 75% en el tiempo de salida debido a la automatización (duración promedio = 2 horas).
- 10 centavos de dólar por kilovatio-hora.

MVA promedio del alimentador = $10 \times 0.5 = 5$ MVA / alimentador

Ahorros = $5000 \text{ KVA} \times (\text{US}\$0.10 / \text{kwh}) \times 2 \times 0.75 = \text{US}\$ 750 / \text{año.alimentador}$

Unos ahorros de solamente 750 US\$ por año podrían ser considerados bajos y ni siquiera tomar en cuenta el hecho de que algunos de los ingresos proyectados no se habrían perdido de todos modos; el ingreso actual incrementado es probablemente reducido a menos de la mitad o sea aproximadamente a 375 US\$ / alimentador. año.

13.7.4. Modificaciones del sistema

Existen muchos componentes que sucesivamente han sido usados por años para aumentar la confiabilidad del sistema de distribución. A continuación se da una breve descripción de algunos de ellos.

13.7.4.1. Pararrayos

El propósito de los pararrayos en los sistemas de distribución es proteger el equipo de las descargas atmosféricas (las sobretensiones por suicheo son muy bajas y no constituyen problemas para los sistemas de distribución). Los pararrayos también son usados para proteger las líneas de distribución de las descargas disruptivas (en la práctica llamada protección de línea), esta práctica puede tener un mayor efecto en la reducción del número de salidas momentáneas y en consecuencia incrementar la calidad de potencia. Muchas empresas de energía en áreas de alta actividad de descargas usan protección de líneas, el problema de este concepto es el costo.

Para que la protección de línea sea efectiva, los pararrayos deben ser colocados en las tres fases de todos los apoyos o en uno de cada dos apoyos (apoyo de por medio). El colocar un pararrayos en la fase superior del apoyo no es efectivo, aunque algunas empresas de energía tienen esta costumbre. La Tabla 13.18 muestra la efectividad de la protección de líneas.

En Colombia se acostumbra instalar pararrayos solamente en los apoyos que contienen transformador (y sólo en las fases utilizadas por el transformador según el tipo) y en las transiciones a red subterránea.

Tabla 13.18. Comparación de los métodos de protección de líneas.

Diseño	Método de protección	Resistencia de tierra (Ω)	% de descargas disruptivas	Descargas disruptivas por cada 100 mi.año
Montaje de cruceta	Ninguno	100	100	13.73
	Pararrayos en todas las fases de todos los apoyos	100	2.4	0.33
	Pararrayos cada dos apoyos	25	28.5	3.91
		100	24.8	3.40
		250	27.5	3.78
	Conductor blindado	25	11.1	1.52
		100	39.4	5.41
250		61.3	8.42	

13.7.4.2. Fusibles

Todos los estudios de confiabilidad han mostrado que los ramales laterales deben protegerse con fusibles; la regla de oro generalmente aceptada es que fusibles mayores que 25K o 15T deben usarse para evitar excesivas quemaduras de fusibles. La quema de fusibles de transformadores puede ser el resultado de descargas atmosféricas o múltiples corrientes de excitación (Inrush) debido a los recierres, pero esta selección debe someterse a la coordinación de protecciones.

13.7.4.3. Seccionadores

La incorporación de seccionadores en el circuito de distribución, generalmente aumenta la confiabilidad al disminuir la duración de la salida de muchos consumidores. Es interesante notar sin embargo, que la efectividad de un seccionador depende mucho de la longitud de la sección que está siendo suicheada, de las prácticas de suicheo, de la tasa de falla del seccionador, etc. En algunos estudios se ha encontrado que el efecto de un seccionador en la confiabilidad del sistema puede ser marginal e incluso tener un efecto negativo.

La Tabla 13.19 ilustra el efecto que el seccionamiento tiene sobre un alimentador de 30 km a 34,5 kV. Como puede verse, sin seccionamiento la duración de salida promedio del consumidor es aproximadamente de 51 minutos/año. Con un seccionador (dos secciones), la duración de salida promedio se reduce aproximadamente a 38 minutos/año (aproximadamente el 25%). Para reducir el tiempo de salida otro 25% se deberán tener tres seccionadores adicionales.

13.7.4.4. Suicheo automático vs. suicheo manual

Las ventajas de tener suicheo automático al contrario del suicheo manual, dependen también de factores como tamaño y procedimiento de la cuadrilla de obreros, números de secciones, longitud del alimentador, etc. La Figura 13.20 muestra los efectos del suicheo automático para una línea de 16 km. y como puede

verse, un número de seccionadores automáticos puede resultar muy efectivo (si la confiabilidad del seccionador y los esquemas de comunicación son muy buenos).

Tabla 13.19. Efecto del seccionamiento.

Longitud del alimentador: 30 km	
Duración de salida promedio de usuarios para 13.2 kv: 17.5959 min/año	
Duración de salida promedio de usuarios para 34.5 kv: 51.3 min/año	
Mejoramiento de salidas del sistema de 34.5	
Número de secciones	Duración de la salida promedio en min/año
2	38.475
3	34.2
4	32.0625
5	30.78
6	29.925
7	29.31428
8	28.85625
9	28.5
10	28.215
11	27.98182
12	27.7875
13	27.62308
14	27.48214
15	27.36
16	27.25312
17	27.15882
18	27.075
19	27
20	26.9325

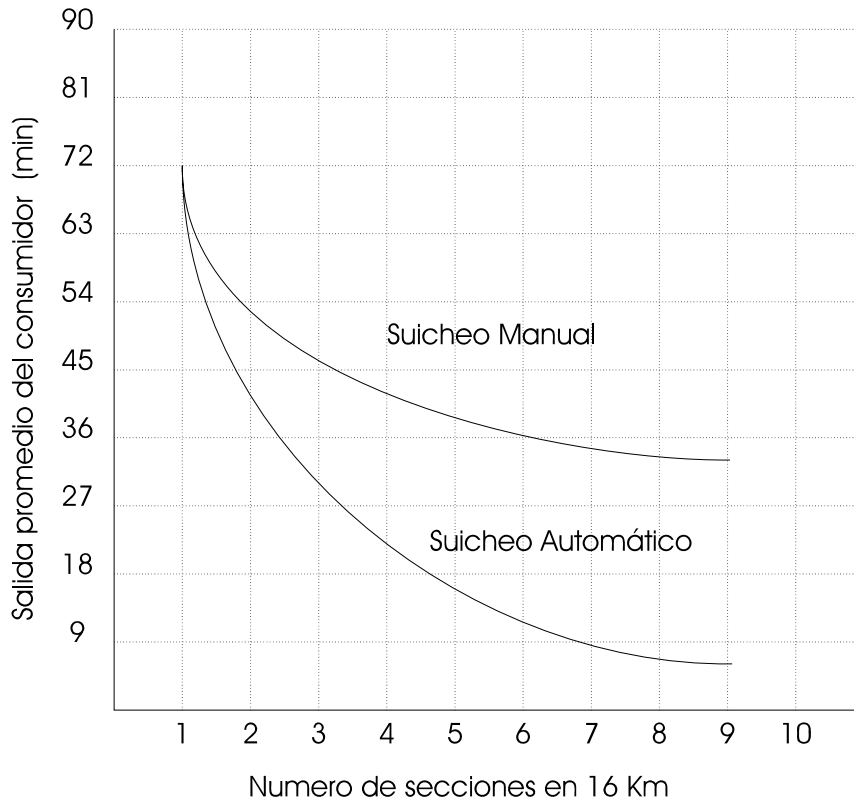


Figura 13.20. Duración de salida promedio del consumidor (min) vs número de secciones en 16 km.

13.7.5. Relés selectivos de fallas de alimentador (FSR)

El relé del alimentador es un dispositivo primario de protección de un alimentador principal y también la protección de respaldo del fusible lateral durante condiciones de falla temporal. Si un alimentador es subterráneo, se asume que la mayoría de las fallas son de naturaleza permanente.

El relé de reconexión recierra el interruptor del alimentador asociado a intervalos preajustados, después del que interruptor ha sido disparado por los relés de sobrecorriente. Los resultados de un estudio indican que aproximadamente el 70% de las fallas en líneas aéreas no son persistentes; si las fallas son despejadas rápidamente por la operación de los relés e interruptores, posiblemente no se presenten daños físicos y si se presenta son muy pequeños. La reconexión del interruptor restaura el alimentador al servicio con un tiempo de salida mínimo. Si la reconexión del interruptor es exitosa, el relé de recierre lo restaura a la posición normal; sin embargo, si la falla es persistente, el relé de recierre reconecta el interruptor un número preajustado de veces y luego va a la posición abierta (el relé de recierre puede proporcionar una reconexión inicial inmediata más tres reconexiones retrasadas, los intervalos entre reconexiones retrasadas son ajustados independientemente).

La principal ventaja del recierre inicial inmediato es que el servicio es restaurado tan rápidamente para la mayoría de los usuarios, que estos no alcanzan a darse cuenta que el servicio ha sido interrumpido; la principal objeción es que ciertos consumidores no admiten la reconexión inicial inmediata. En general, los intervalos entre reconexiones después de la reconexión inmediata es de 15, 30 y 45 segundos para un total de 90 segundos.

El FSR permite que el interruptor despeje las fallas no persistentes en todo el alimentador, aún más allá del seccionamiento o de los fusibles del ramal, sin quemar los fusibles. En el caso de que se presente una falla persistente más allá del fusible, éste se quemará y aislará la sección fallada. Los ingenieros de operación reportan reducciones del 65% al 85% de fusibles quemados, por fallas no persistentes mediante el uso del método de recierres. Generalmente se instala FSR al comienzo del alimentador principal y en la mitad de dicho alimentador.

13.7.6. Bloqueo de disparo instantáneo

El inconveniente más grande del FSR es que el alimentador completo ve una interrupción cada vez que un lateral experimenta una falla temporal. Con las cargas sensibles de hoy, especialmente en áreas comerciales de alta tecnología, un número alto de interrupciones causadas por operaciones de recierre sucesivas para despejar fallas temporales, pueden presentar más problemas que pocas interrupciones de duración mayor. Es por esta razón que algunas empresas energías han decidido bloquear el disparo instantáneo y no ahorrar los fusibles quemados por fallas temporales en el lateral; ahora esto se convierte en una salida permanente.

Muchas comisiones de servicio público en USA exigen a las empresas de energía reportar los índices de confiabilidad. En la actualidad la mayoría de estas comisiones exigen información acerca de las salidas permanentes y no de las salidas momentáneas. Si se permite que el fusible se queme por fallas temporales, esto resultará en salidas permanentes para esa sección de línea. Así, este cambio hará que los índices reportados sean más grandes; incluso las empresas de energía que calculan esos índices basados en salidas momentáneas no los reportan, más bien calculan y reportan índices basados en las salidas permanentes.

La Figura 13.21 ilustra este punto; como puede verse, mientras las salidas momentáneas (no reportadas) descienden al menos del 25%, las salidas reportadas superan el 50%.

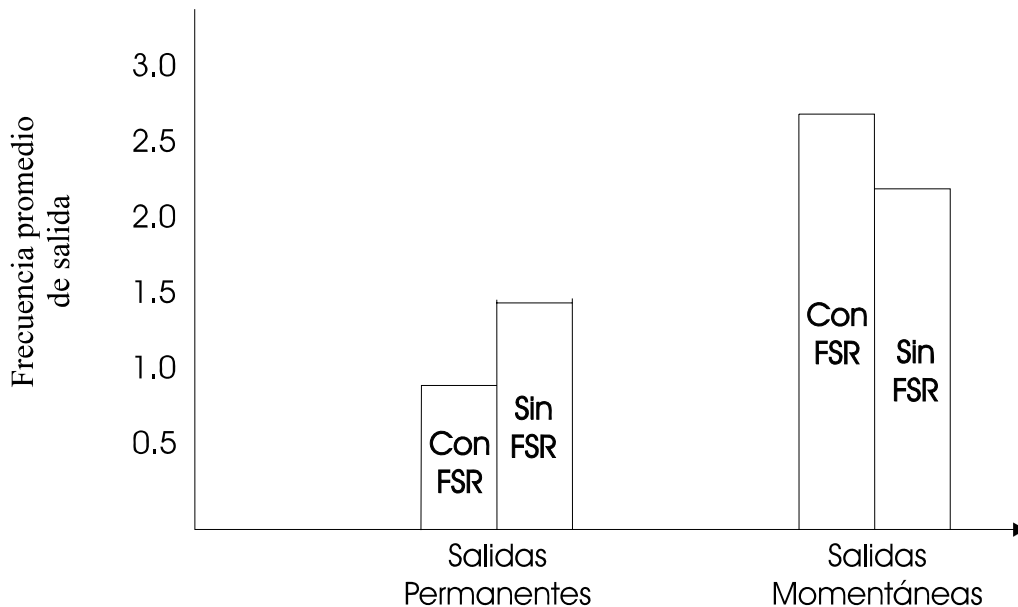


Figura 13.21. Frecuencia de salidas permanentes y momentáneas con y sin FSR.

Ejemplo 13.5. Considérese un alimentador que tiene la tasa de fallas y la duración de salida mostradas en la Figura 13.22. La comisión de servicios públicos solicita evaluar el efecto de adicionar un recloser en el punto medio del alimentador como se muestra en la Figura 13.23. Calcular el SAIFI, SAIDI y CAIDI antes y después de instalar el recloser (asumir un sólo consumidor).

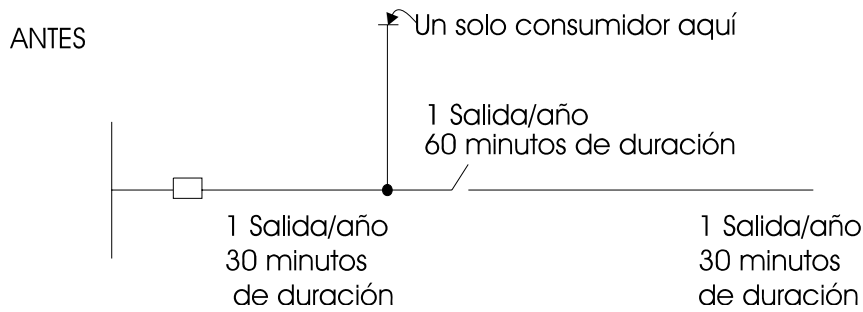


Figura 13.22. Sistema sin recloser.

$$SAIFI = \frac{\text{Número de consumidores interrumpidos} \times \text{número de interrupciones}}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$SAIFI = \frac{1 \times 3}{1} = 3 \text{ interrupciones / consumidor.año}$$

$$SAIDI = \frac{\sum(\text{Duraciones de salida} \times \text{número de consumidores afectados})}{\text{Número total de consumidores}}$$

$$SAIDI = \frac{30 \times 1 + 30 \times 1 + 60 \times 1}{1} = 120 \text{ min / consumidor.año}$$

$$CAIDI = \frac{\sum(\text{Duraciones de interrupciones del consumidor})}{\text{Número total interrupciones del consumidor}}$$

$$CAIDI = \frac{30 + 30 + 60}{3} = 40 \text{ min / interrupciones.consumidor}$$

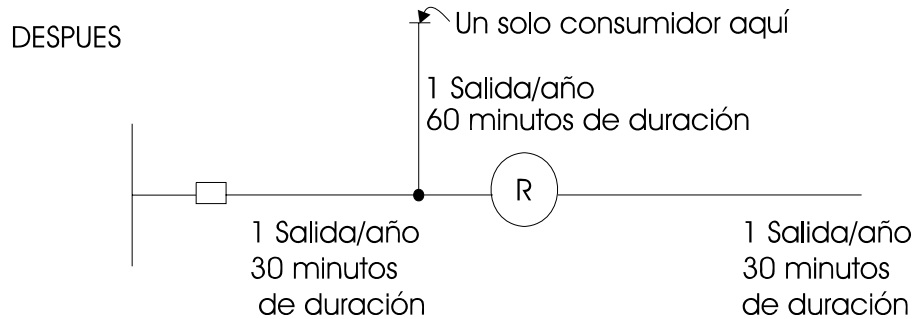


Figura 13.23. Sistema con recloser.

$$SAIFI = \frac{1 \times 2}{1} = 2 \text{ interrupciones / consumidor.año}$$

$$SAIDI = \frac{60 \times 1 + 30 \times 1}{1} = 90 \text{ min / consumidor.año}$$

$$CAIDI = \frac{30 + 60}{2} = 45 \text{ min / interrupciones.consumidor}$$

13.8. Distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad [73], [83]

13.8.1. Conceptos

Los índices de confiabilidad evaluados en las secciones anteriores son promedios o valores esperados. Debido a la naturaleza aleatoria de la falla y de los procesos de restauración, los índices para un año en particular se desvían de esos valores promedios; esta desviación es representada por distribuciones de probabilidad y un conocimiento de esas distribuciones puede ser benéfico en la evaluación de la confiabilidad de los sistemas actuales y esquemas de refuerzo futuro. Este problema ha sido examinado en artículos recientes para estimar las distribuciones que representan adecuadamente la rata de fallas y el tiempo de restauración de la carga.

13.8.2. Rata de Fallas

Los tiempos de fallas se asumen que están exponencialmente distribuidos puesto que los componentes operan en su período de vida útil o vida de operación; también, la rata de fallas del sistema para circuitos radiales depende sólo de las ratas de fallas de los componentes y no de los tiempos de restauración; en consecuencia, los tiempos de restauración no exponenciales no afectan la distribución de la rata de fallas. Bajo estas circunstancias, la rata de fallas del punto de carga de un sistema radial obedece a una distribución de Poisson. La probabilidad de n fallas en el tiempo t, es:

$$P_{(n)} = \frac{(\lambda t)^n}{n!} \exp(-\lambda t) \tag{13.18}$$

Esta ecuación puede ser usada para evaluar la probabilidad de cualquier número de fallas por año en cada punto de carga, conociendo solamente el valor promedio de la rata de fallas λ . Como un ejemplo, considerar la rata de las fallas dada en la Tabla 13.9 para evaluar la probabilidad de que ocurran 0, 1, 2, 3, 4 fallas en un año en los puntos de carga, estos resultados se muestran en la Tabla 13.20.

Tabla 13.20. Probabilidad de que ocurran n fallas en un año.

n	Probabilidad de n fallas / año en el punto de carga			
	A	B	C	D
0	0.368	0.247	0.301	0.368
1	0.368	0.345	0.361	0.368
2	0.184	0.242	0.217	0.184
3	0.061	0.113	0.087	0.061
4	0.015	0.039	0.026	0.015

Los resultados en la Tabla 13.20 indican que la relación entre las probabilidades de un número dado de fallas en un año no es constante entre los puntos de carga y consecuentemente, no es igual a la relación entre las respectivas ratas de falla promedio.

Una alternativa al uso repetitivo de la ecuación 13.18 es construir gráficos paramétricos, de los cuales puede deducirse la información probabilística relevante; este conjunto de gráficas es mostrado en la Figura 13.24, a partir de la cual la probabilidad de n o más fallas por año para una rata de fallos promedios puede ser averiguada.

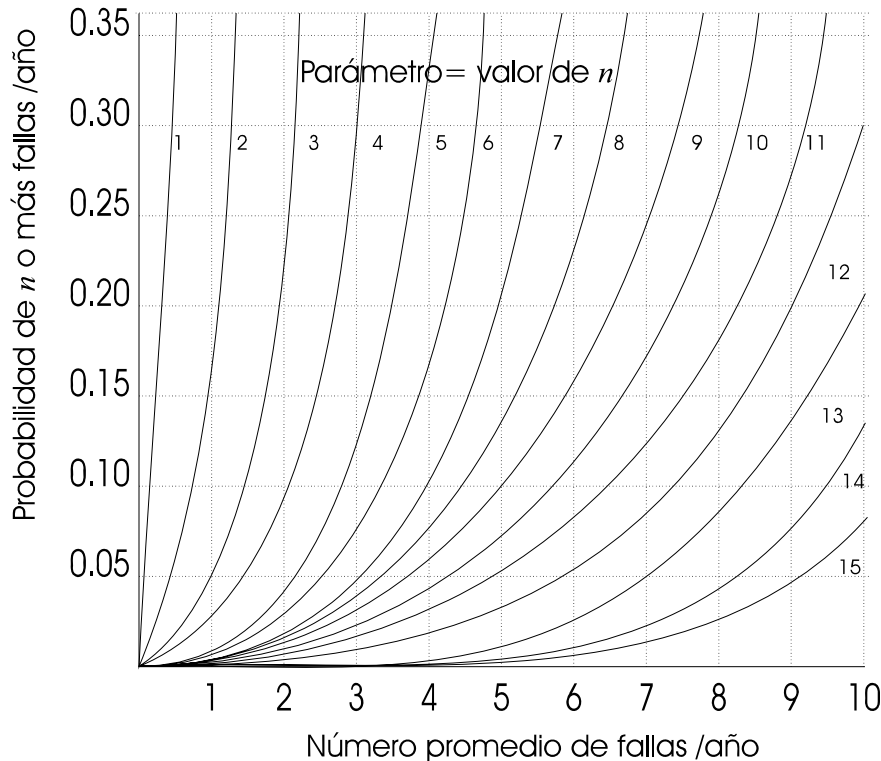


Figura 13.24. Probabilidad de n o más fallas/año dada la rata de fallas promedio.

13.8.3. Tiempos de restauración

Se ha sugerido que la duración de las salidas del punto de carga puede ser aproximada por una distribución gama, si los tiempos de restauración están exponencialmente distribuidos; esta sugerencia ha sido confirmada por una serie de simulaciones con el método Monte Carlo; en este caso, un modelo relativamente simple puede usarse para evaluar la probabilidad de duraciones de salida.

El problema principal es que los tiempos de restauración prácticos usualmente no están exponencialmente distribuidos; esto ha sido demostrado por las simulaciones de Monte Carlo; cuando son usadas distribuciones no exponenciales para representar los tiempos de restauración, la duración de salida del punto de carga no puede ser generalmente representado por una distribución gama y no puede ser descrito por alguna distribución conocida. En estos casos, la solución es realizar simulaciones de Monte Carlo, que pueden consumir bastante tiempo. Se debería notar sin embargo, que aunque la distribución fundamental pueden no ser conocida, los valores promedio de evaluación de salida evaluados utilizando las técnicas de las secciones anteriores son aún válidas; es solamente la distribución alrededor de esos valores promedio la que es afectada.

CAPÍTULO 14

EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE CIRCUITOS ENMALLADOS Y PARALELOS

14.1. Introducción [79]

Las técnicas de evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución se han incrementado y desarrollado rápidamente en los últimos años y han alcanzado una etapa en la cual una evaluación del conjunto es ahora posible. Estas técnicas extendidas permiten un análisis completo de sistemas enmallados y en paralelo con o sin la existencia de facilidades de transferencia y pueden representar todas las fallas y procedimientos de restauración que son conocidos para el planeador y operador del sistema. Las técnicas no pueden representar eventos desconocidos pero la estructura de ellas es lo suficientemente flexible y conveniente para que esos eventos adicionales pueden ser incluidos cuando se manifiestan.

Aunque las técnicas dadas en este capítulo y en el capítulo anterior están descritas para sistemas de distribución, pueden igualmente aplicarse a cualquier parte del sistema de Subtransmisión y transmisión.

14.2. Técnicas básicas de evaluación [79], [80]

14.2.1. Diagramas de espacio-estado

Un método que puede ser usado para evaluar la confiabilidad de un sistema continuamente operado, está basado en la construcción de diagramas de espacio-estado. Aunque este método es exacto, es poco factible para redes de distribución grandes. El método juega un papel importante en la evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia por las siguientes razones:

- Puede usarse como un método de evaluación primario en ciertas aplicaciones.
- Frecuentemente es usado como medio de deducción de técnicas de evaluación aproximadas.
- Es extremadamente útil como un método de evaluación estándar contra el cual la exactitud de métodos aproximados pueden ser comparados.

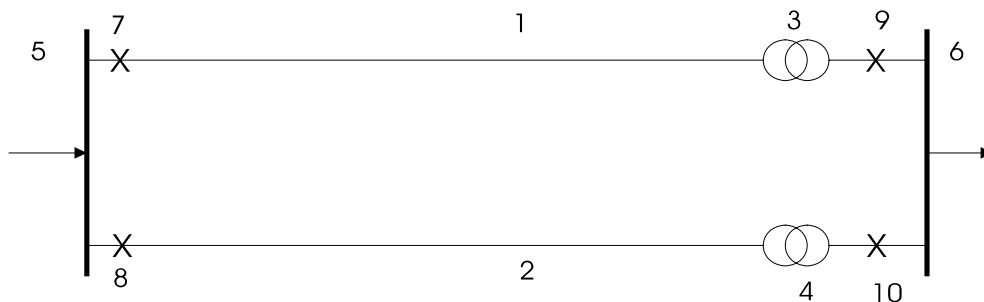


Figura 14.1. Alimentador Doble.

Para ilustrar el desarrollo y la complejidad de los diagramas espacio-estado, considérese el sistema mostrado en la Figura 14.1

En este ejemplo se asume que los dos barrajes y los interruptores son 100% confiables, esto no es restrictivo y ambos tipos de componentes pueden ser tomados en cuenta. La confiabilidad del sistema está por tanto, gobernado por las dos líneas (componentes 1 y 2) y los dos transformadores (componentes 3 y 4).

Si cada componente puede residir en uno de los dos estados (en servicio, U y fuera de servicio, D), existen $2^4 = 16$ estados del sistema a considerar y que se muestran en el diagrama de la Figura 14.2 y se constituye en la información de entrada para una técnica de Markov. El método llega a ser impráctico para sistemas de distribución grandes ya que los diagramas de espacio-estado son muy voluminosos y llenos de dificultades; por lo tanto, se considerarán métodos alternativos, si bien el concepto de los diagramas de espacio-estado será usado como un medio de desarrollo de métodos alternativos ilustrando una técnica o como método secundario de solución.

14.2.2. Métodos aproximados

Un método alternativo a los diagramas de espacio-estado es uno que está basado en un conjunto de ecuaciones aproximadas para evaluar la rata de fallas, la duración de salida y el tiempo de salida anual o indisponibilidad. Este método alternativo se basa en las siguientes ecuaciones:

a) Para dos componentes en paralelo:

$$\lambda_{pp} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (14.1a)$$

$$\lambda_{pp} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \text{ cuando } \lambda_i r_i \ll 1 \quad (14.1b)$$

$$r_{pp} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (14.2)$$

$$U_{pp} = f_{pp} r_{pp} \quad (14.3a)$$

$$U_{pp} \approx \lambda_{pp} r_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (14.3b)$$

Las aproximaciones introducidas en las ecuaciones 14.1 y 14.3 son generalmente validas para fallas de componentes en redes de transmisión y distribución. En consecuencia, las ecuaciones aproximadas 14.1b y 14.3b son usadas casi universalmente en la evaluación de la confiabilidad de esos sistemas. Las siguientes ecuaciones para tres componentes en paralelo están basadas en esas aproximaciones:

b) Para tres componentes en paralelo:

$$\lambda_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 (r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1) \quad (14.4)$$

$$r_{pp} = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1} \quad (14.5)$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 r_1 r_2 r_3 \quad (14.6)$$

Las ecuaciones 14.1 a 14.6 junto con ecuaciones similares para eventos de orden más alto, se pueden usar como parte de un proceso de reducción o en conjunto con el modelo de cortes mínimos.

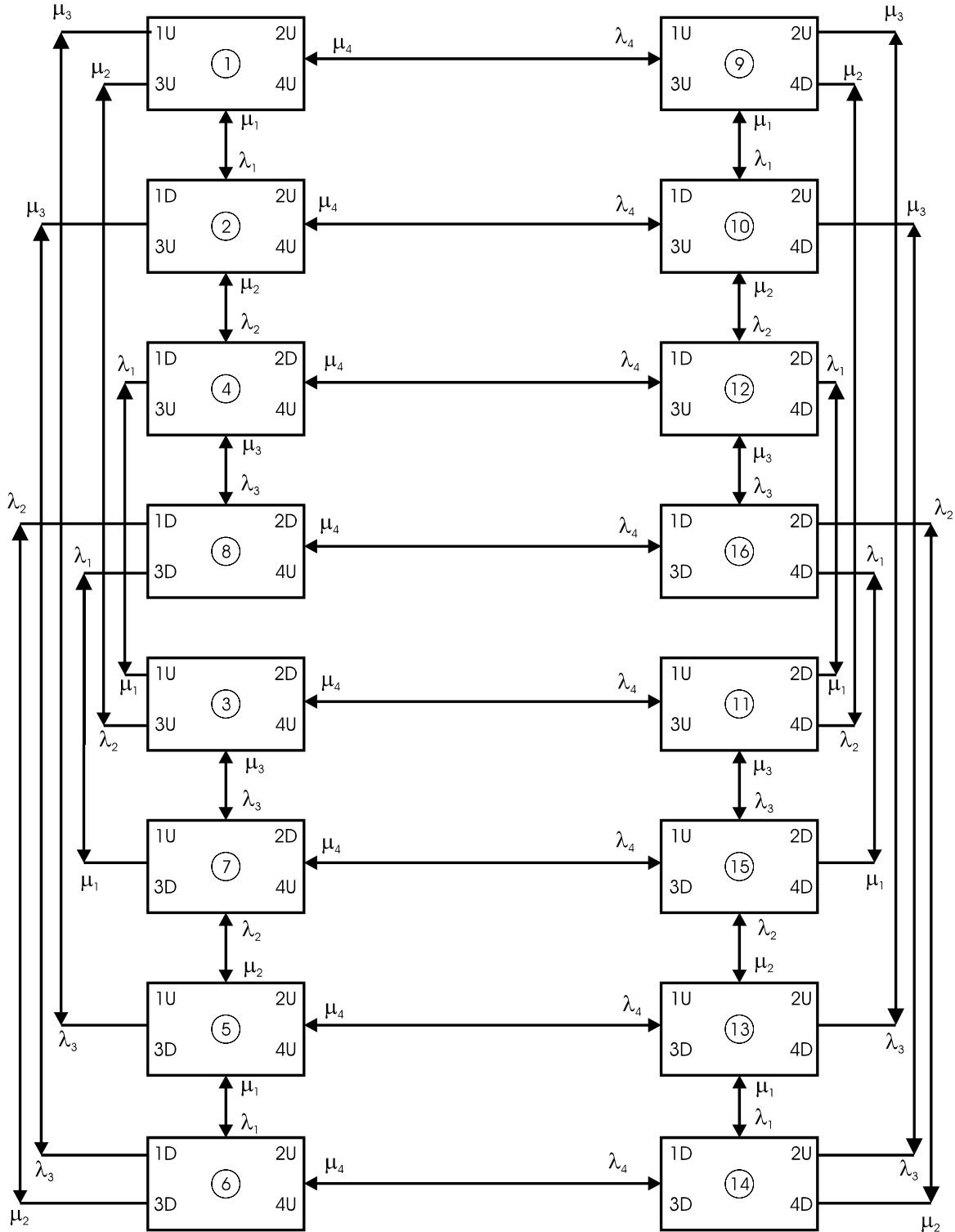


Figura 14.2. Diagrama de espacio-estado para el sistema de la Figura 14.1.

14.2.3. Método de reducción del circuito

Este método crea una secuencia de componentes equivalentes, obtenida por combinación de componentes serie y paralelo. En el caso del sistema mostrado en la Figura 14.1, este método combinará los componentes 1 y 3 en serie, los componentes 2 y 4 en serie y finalmente estos dos últimos en paralelo. Los resultados numéricos pueden por lo tanto evaluarse usando las ecuaciones 8.1 a 8.3 y las ecuaciones 14.1 a 14.3. Si los datos de confiabilidad para cada componente de la Figura 14.1 son los que se muestran en la Tabla 14.1, los índices de confiabilidad del punto de carga pueden evaluarse como se sigue:

Combinando los componentes 1 y 3 en serie (ecuaciones 8.1 a 8.3) da

$$\lambda_{13} = 0.5 + 0.01 = 0.51 \text{ fallas / año} = \lambda_{24}$$

$$r_{13} = \frac{6}{0.51} = 11.760 \text{ horas} = r_{24}$$

$$U_{13} = 0.5 \times 10 + 0.01 \times 100 = 6 \text{ horas / año} = U_{24}$$

Combinando los componentes 2 y 4 se tendrán los mismos resultados.

Tabla 14.1. Datos de confiabilidad para el sistema de la Figura 14.1.

Componente	λ (falla / año)	r (horas)
1	0.5	10
2	0.5	10
3	0.01	100
4	0.01	100

Los índices de confiabilidad del punto de carga pueden por tanto evaluarse usando las ecuaciones 14.1 a 14.3 para dar:

$$\lambda_{pp} = 0.51 \times 0.51 \times \frac{(11.760 + 11.760)}{8760} = 6.984 \times 10^{-4} \text{ fallas / año}$$

$$r_{pp} = \frac{11.760 \times 11.760}{11.760 + 11.760} = 5.88 \text{ horas}$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = 4.107 \times 10^{-3} \text{ horas}$$

Existen tres principales desventajas de este método:

- No se puede usar para analizar un sistema en el cual los componentes no están en serie o en paralelo.
- En áreas críticas donde los componentes son absorbidos en componentes equivalentes, sus efectos llegan a ser imposibles de identificar a medida que la cantidad de reducciones aumenta. Los atributos esenciales de un análisis estructurado de confiabilidad se usan para identificar los eventos que causan falla en un sistema y la contribución hecha por cada evento que se suman a los valores totales de los índices de los puntos de carga.
- La técnica no es sensible al desarrollo adicional para incluir diferentes modos de falla, mantenimiento, efectos del estado del tiempo, etc.

A pesar de estas desventajas, el método de reducción del circuito puede ser útil en la práctica, particularmente en el caso de cálculos manuales simples cuando no son deseados refinamientos analíticos.

14.2.4. Modos de falla y análisis de efectos

Los modos de falla están relacionados directamente con los conjuntos de cortes mínimos del sistema y por lo tanto, los últimos son usados para identificar los modos de falla.

La aplicación formal de un algoritmo de conjuntos de cortes mínimos no es siempre necesaria, es con frecuencia útil para identificar los modos de falla de la mayoría de los sistemas, mediante inspección visual. Los modos de falla de esta forma definidos representan las salidas de componentes que se superponen para causar una salida del sistema. Los eventos, por lo tanto, son definidos como salidas superpuestas y el tiempo de salida asociado es definido como tiempo de salida superpuesta. En este punto, sólo las fallas de componentes serán consideradas.

Cada salida superpuesta es efectivamente un conjunto de elementos en paralelo y su efecto puede ser evaluado usando las ecuaciones para componentes en paralelo 14.1 a 14.6. También, como cada una de estas salidas superpuestas causarán la falla del sistema, todas las salidas superpuestas están efectivamente en serie desde el punto de vista de la confiabilidad. Los índices del sistema pueden, por lo tanto, evaluarse aplicando las ecuaciones para sistemas serie, 8.1 a 8.3, para combinar todas las salidas superpuestas.

Para ilustrar esta técnica, se va a reconsiderar el sistema mostrado en la Figura 14.1 y los datos de confiabilidad mostrados en la Tabla 14.1. Los modos de falla y el análisis de los efectos darán los resultados mostrados en la Tabla 14.2.

Tabla 14.2. Índices de confiabilidad para el sistema de la Figura 14.1.

Salidas superpuestas (eventos de fallas)	λ_{pp} (fallas / año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas / año)
1 y 2	5.708×10^{-4}	5	2.854×10^{-3}
1 y 4	6.279×10^{-5}	9.09	5.708×10^{-4}
2 y 3	6.279×10^{-5}	9.09	5.708×10^{-4}
3 y 4	2.283×10^{-6}	50	1.142×10^{-4}
Total	6.986×10^{-4}	5.88	4.110×10^{-3}
$\lambda_{total} = \sum \lambda_{pp} \qquad U_{total} = \sum U_{pp} \qquad r_{total} = \frac{\sum U_{pp}}{\sum \lambda_{pp}}$			

Se pueden observar pequeñas diferencias entre los resultados mostrados en la Tabla 14.2 y los que se muestran en la sección 14.2.3. La razón para esto es que el análisis de modos de falla está basado en ecuaciones aproximadas y las diferencias son esperadas. Las diferencias serán despreciables, sin embargo, a condición de que $\lambda_r \ll 1$ para cada componente; éste es normalmente el caso de las redes de sistemas de potencia. Debe notarse que la desconfiabilidad del sistema es evaluada usando la regla de la sumatoria. Esta regla da el límite superior de la desconfiabilidad del sistema, el límite inferior se evalúa restando el producto de todas las parejas de eventos de las indisponibilidades del sistema. En el presente ejemplo, esto dará 4.106×10^{-3} horas / año, un valor que es idéntico al de la sección 14.2.3 y que se ajusta suficientemente al límite superior para todos los propósitos prácticos. Una comparación similar para la mayoría de los sistemas, mostrará que los límites superior e inferior son virtualmente los mismos dentro de los límites prácticos y justifica plenamente la omisión del uso de métodos de evaluación más exactos.

Una apreciación de los resultados de la Tabla 14.2 muestra que el modelo de modos de falla da mucha más información. En el presente ejemplo, los resultados muestran que la rata de fallas y la indisponibilidad se deben principalmente a las salidas forzadas superpuestas de las dos líneas, a menos

que la duración de la salida del sistema sea debida principalmente a las ratas de salidas forzadas sobrepuestas de los dos transformadores.

Este tipo de información puede ser vital en la evaluación de áreas críticas y deduciendo aquellas áreas en las cuales la inversión dará el más grande mejoramiento de la confiabilidad. Esta información no se puede deducir fácilmente del método de reducción del circuito, particularmente cuando el sistema aumenta su tamaño.

14.3. Inclusión de las fallas en barras [79], [80]

Los resultados mostrados en las secciones 14.2.3 y 14.2.4 fueron evaluados asumiendo que los interruptores y las barras eran 100% confiables. Las fallas de estos componentes puede tomarse en cuenta usando la reducción del circuito y el análisis de los modos de falla. En esta sección se considera el efecto de las barras. Asumir que las barras de la Figura 14.1 tienen los datos de confiabilidad mostrados en la Tabla 14.3.

Tabla 14.3. Índices de confiabilidad de las barras de la Figura 14.1.

Componente	λ (fallas / año)	r (horas)
5	0.01	5
6	0.02	2

a) Reducción del circuito

Las dos barras son efectivamente componentes simples en serie con las dos ramas paralelo. Sus efectos sobre los índices de confiabilidad del punto de carga pueden evaluarse usando las ecuaciones 8.1 a 8.3 y los resultados obtenidos en la sección 14.2.3, así:

$$\lambda_{pp} = 6.984 \times 10^{-4} + 0.01 + 0.02 = 3.070 \times 10^{-2} \quad \text{fallas / año}$$

$$U_{pp} = 4.107 \times 10^{-3} + 0.01 \times 5 + 0.02 \times 2 = 9.411 \times 10^{-2} \quad \text{horas / año}$$

$$r_{pp} = \frac{U_{pp}}{\lambda_{pp}} = 3.07 \quad \text{horas}$$

b) Análisis de los modos de falla

Los modos de falla adicionales (conjuntos de cortes mínimos) son los componentes 5 y 6, con los resultados mostrados en la Tabla 14.4.

Tabla 14.4. Índices de confiabilidad incluyendo fallas en las barras.

Evento de falla	λ_{pp} (fallas / año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas/año)
Subtotal de la Tabla 14.2	6.986×10^{-4}	5.88	4.11×10^{-3}
5	1×10^{-2}	5	5×10^{-2}
6	2×10^{-2}	2	4×10^{-2}
Total	3.07×10^{-2}	3.07	9.411×10^{-2}

Se ve en estos resultados, que la confiabilidad del punto de carga está dominada por las fallas de las dos barras. Esto era de esperarse, porque estos dos componentes están en serie y por lo tanto contrarrestan mucho el beneficio proporcionado por la redundancia de las dos ramas en paralelo. El reconocimiento de los componentes serie puede ser un aspecto importante en el diseño puesto que ellos frecuentemente poseen el papel dominante. Esto no debe asumirse como una conclusión general, sin embargo, su contribución depende de sus propios índices de confiabilidad individual. Por ejemplo, si la rata de fallas de cada barra fue muy pequeña comparada con la de las ramas en paralelo, la contribución de las ramas en paralelo puede aún ser significativa. Este efecto es ilustrado por los resultados de la Figura 14.3, que muestra la variación de los valores de λ_{pp} , r_{pp} y U_{pp} del punto de carga a medida que la rata de fallas de los barrajes es incrementada, siendo los tiempos de reparación aquellos mostrados en la Tabla 14.3.

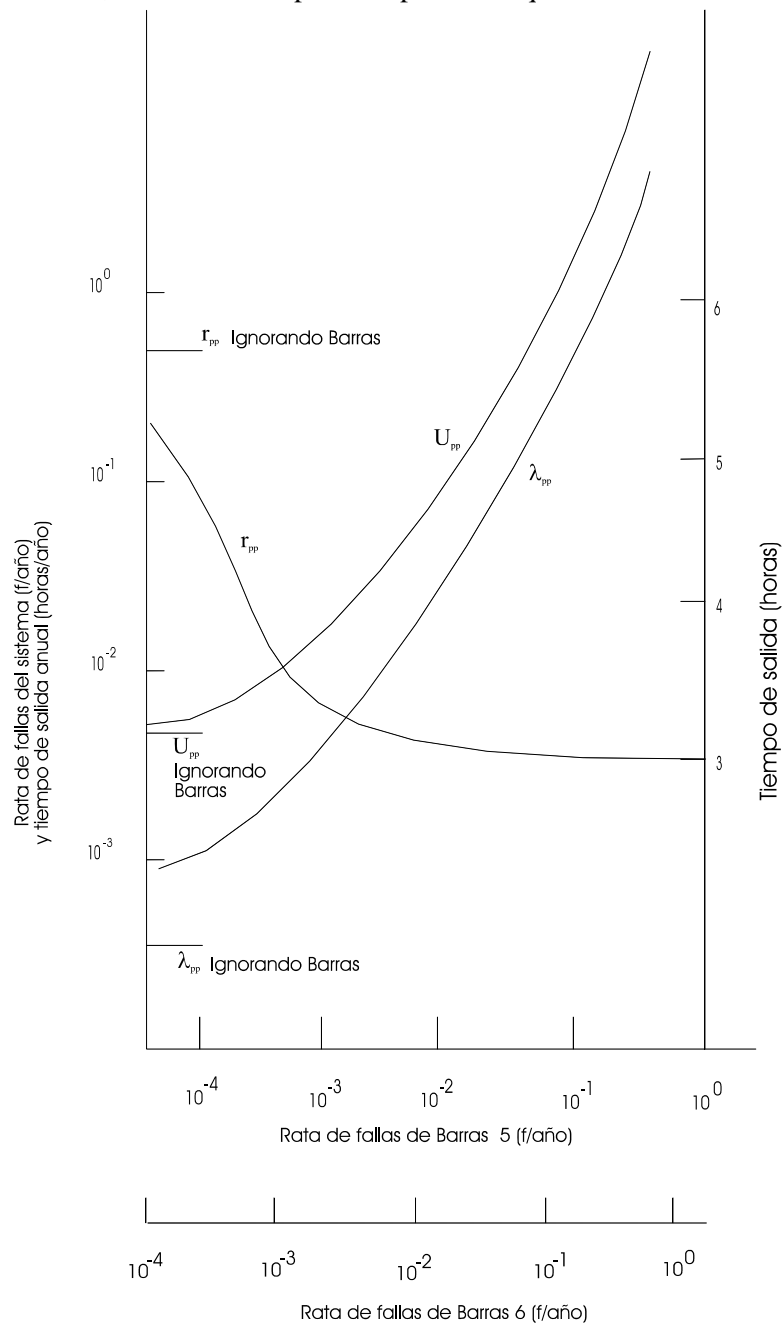


Figura 14.3. Efecto de las fallas en las barras.

14.4. Inclusión del mantenimiento programado [79], [80]

14.4.1. Conceptos generales

Una salida de mantenimiento programado, es una salida que es planeada con anticipación, es aplazable si es necesario e involucra la remoción de uno o varios componentes para ejecutar mantenimiento preventivo. Una salida programada usualmente no es incluida en la evaluación de la confiabilidad del punto de carga si, por esta acción solamente, el punto de carga es desconectado. Como consecuencia, el mantenimiento programado no es considerado. Esto no significa que tales salidas no ocurran en la práctica, pero en cambio se reconoce el hecho de que los consumidores pueden ser notificados con anticipación o mediante arreglos topológicos alternativos, el punto de carga es sacado fuera de servicio deliberadamente, el cual no puede considerarse como un evento que ocurra aleatoriamente.

Estos conceptos conducen a la conclusión de que el mantenimiento programado es simulado solamente en eventos sobrepuestos, asociados con redes en paralelo y enmalladas. Además, solamente el mantenimiento continuado por salida forzada, o sea, una salida forzada sobrepuesta a un mantenimiento programado (existente) es considerado, porque la secuencia inversa causará trastorno del punto de carga debido a la salida por mantenimiento únicamente.

14.4.2. Técnicas de evaluación

Las ecuaciones para salidas forzadas sobrepuestas a salidas de mantenimiento pueden ser derivadas. Sean λ_i'' y r_i'' , las ratas de salida por mantenimiento y el tiempo de mantenimiento del componente i , λ_j y r_j , la rata de falla de salida forzada y el tiempo de mantenimiento del componente j y λ_{pm} , r_{pm} , la rata de fallas y el tiempo de salida anual del punto de carga debido a las salidas forzadas sobrepuestas a la salida por mantenimiento.

a) Para dos componentes en paralelo o un evento de falla de segundo orden (conjunto de corte mínimo)

$$\lambda_{pm} = \lambda_1''(\lambda_2 r_1'') + \lambda_2''(\lambda_1 r_2'') \quad (14.7)$$

$$U_{pm} = \lambda_1''(\lambda_2 r_1'') \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + \lambda_2''(\lambda_1 r_2'') \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \quad (14.8)$$

$$r_{pm} = \frac{U_{pm}}{\lambda_{pm}} \quad (14.9)$$

b) Para tres componentes en paralelo o un evento de falla de tercer orden.

$$\lambda_{pm} = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c + \lambda_d + \lambda_e + \lambda_f \quad (14.10)$$

$$U_{pm} = \lambda_a r_a + \lambda_b r_b + \lambda_c r_c + \lambda_d r_d + \lambda_e r_e + \lambda_f r_f \quad (14.11)$$

$$r_{pm} = \frac{U_{pm}}{\lambda_{pm}} \quad (14.12)$$

donde

$$\begin{aligned} \lambda_a &= \lambda_1''(\lambda_2 r_1'')(\lambda_3 \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''}) & \lambda_b &= \lambda_1''(\lambda_3 r_1'')(\lambda_2 \frac{r_1'' r_3''}{r_1'' + r_3''}) \\ \lambda_c &= \lambda_2''(\lambda_1 r_2'')(\lambda_3 \frac{r_2'' r_1''}{r_2'' + r_1''}) & \lambda_d &= \lambda_2''(\lambda_3 r_2'')(\lambda_1 \frac{r_2'' r_3''}{r_2'' + r_3''}) \\ \lambda_e &= \lambda_3''(\lambda_1 r_3'')(\lambda_2 \frac{r_3'' r_1''}{r_3'' + r_1''}) & \lambda_f &= \lambda_3''(\lambda_2 r_3'')(\lambda_1 \frac{r_3'' r_2''}{r_3'' + r_2''}) \\ r_a = r_b &= \frac{r_1'' r_2'' r_3''}{r_1'' r_2'' + r_2'' r_3'' + r_3'' r_1''} & r_c = r_d &= \frac{r_1'' r_2'' r_3''}{r_1'' r_2'' + r_2'' r_3'' + r_3'' r_1''} \\ r_e = r_f &= \frac{r_1'' r_2'' r_3''}{r_1'' r_2'' + r_2'' r_3'' + r_3'' r_1''} \end{aligned}$$

Ecuaciones similares se pueden deducir para cualquier número de componentes en paralelo o eventos de falla de cualquier orden usando la misma lógica. Como el sistema puede fallar debido a salidas de forzadas sobrepuestas a salidas por mantenimiento, los dos efectos pueden combinarse al mismo tiempo para dar los índices totales de confiabilidad del punto de carga,

$$\lambda = \lambda_{pp} + \lambda_{pm} \quad (14.13)$$

$$U = \lambda_{pp} r_{pp} + \lambda_{pm} r_{pm} \quad (14.14)$$

$$r = \frac{U}{\lambda} \quad (14.15)$$

donde λ_{pm} y r_{pm} están dados por las ecuaciones 14.7 y 14.12 y λ_{pp} y r_{pp} (salidas forzadas sobrepuestas a salidas forzadas) están dadas por las ecuaciones 14.1 y 14.6.

14.4.3. Mantenimiento descoordinado y coordinado

En las ecuaciones 14.7 a 14.12 se asume que cada componente es removido del servicio para el mantenimiento programado muy separadamente e independiente de los otros. Esta es una política que prevalece en muchas empresas de energía y puede describirse como una política de mantenimiento descoordinado. Una política de mantenimiento alternativa es el mantenimiento coordinado en el cual cada componente de una rama es mantenido simultáneamente. El mérito de esta política es que el tiempo total de exposición en un año durante el cual puede fallar un componente en otra rama es reducido y por lo

tanto, la probabilidad de falla del sistema es también reducida. La desventaja de esta política es que puede requerir de cuadrillas adicionales para mantener muchos componentes al mismo tiempo, lo que incrementa los costos. El mejoramiento de la confiabilidad, sin embargo, puede justificar el incremento en los gastos y la alternativa es incrementarlos para mejorar la redundancia del sistema. Esta puede no ser una conclusión general, puesto que depende de los costos de mano de obra, costos de equipos y costos de las salidas. Se requiere por lo tanto, una apreciación económica de todos estos factores y de sus efectos sobre el costo incremental de la confiabilidad.

La evaluación de la contribución a los índices del punto de carga debido al mantenimiento coordinado es esencialmente la misma que para el mantenimiento descoordinado. La diferencia es que en lugar de considerar salidas forzadas sobrepuestas a las salidas por mantenimiento de componentes, las salidas forzadas de componentes sobrepuestas a las salidas por mantenimiento de ramas son consideradas. Considerando la Figura 14.1, asumiendo que los barrajes e interruptores son 100% confiables y definiendo la rama 1 como la que contiene los componentes 1, 3, 7 y 9 y la rama 2 como la que contiene los componentes 2, 4, 8 y 10, los siguientes eventos de falla asociados con las salidas forzadas de componentes sobrepuestas con las salidas de mantenimiento de ramas pueden ser deducidas:

- Rama 1 en mantenimiento y componente 2 fuera de servicio forzado.
- Rama 1 en mantenimiento y componente 4 fuera de servicio forzado.
- Rama 2 en mantenimiento y componente 1 fuera de servicio forzado.
- Rama 2 en mantenimiento y componente 3 fuera de servicio forzado.

Una lista similar pero más grande será deducida si las fallas de los interruptores también son consideradas. Después de deducir estos eventos de fallas, los índices de confiabilidad pueden evaluarse usando formas modificadas de las ecuaciones 14.7 a 14.12. La modificación requiere solo el primer término de las ecuaciones 14.7 y 14.8 y solo los dos primeros términos de las ecuaciones 14.10 y 14.11. Esta modificación es necesaria puesto que, por ejemplo, λ_1'' en la ecuación 14.7 representa la rata de mantenimiento de la rama 1 y λ_2 representa la rata de fallas del componente. Esto define completamente el evento de falla relevante. El segundo término de la ecuación 14.7 no tiene un significado práctico y una conclusión similar puede hacerse para los últimos cuatro términos de la ecuación 14.10.

14.4.4. Ejemplo numérico

(a) Mantenimiento descoordinado

Considerar primero una política de mantenimiento descoordinado en el sistema de la Figura 14.1 y asumir que cada componente es individualmente removido, para mantenimiento programado una vez al año por un periodo de 8 horas. Para ilustrar el método de evaluación, considérese el evento de segundo orden que involucra la línea 1 y el transformador 4. Usando los datos de mantenimiento enunciados en la sección 14.4.3 y los datos de la Tabla 14.1, con las ecuaciones 14.7 a 14.9 da:

$$\lambda_{pm(1,4)} = \frac{1 \times (0.01 \times 8) + 1 \times (0.5 \times 8)}{8760} = 4.658 \times 10^{-4} \text{ fallas / año}$$

$$U_{pm(1,4)} = \frac{1 \times 0.01 \times 8}{8760} \times \left(\frac{8 \times 100}{8 + 100} \right) + \frac{1 \times 0.5 \times 8}{8760} \times \left(\frac{8 \times 10}{8 + 10} \right) = 2.097 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

$$r_{pm(1,4)} = 4.5 \text{ horas}$$

El conjunto completo de resultados es mostrado en la Tabla 14.5, asumiendo que los barrajes y los interruptores son 100 % confiables. Estos resultados han aumentado significativamente debido a la contribución del mantenimiento programado. La diferencia podría ser mucho menos significativa y algunas veces despreciable para sistemas en los cuales existen uno o más componentes serie dominantes. Esto ocurrirá, si los interruptores y barrajes no fueran 100% confiables.

Tabla 14.5. Índices de confiabilidad asumiendo mantenimiento descoordinado.

Evento de falla	λ_{pm} (fallas/año)	r_{pm} (horas)	U_{pm} (horas/año)
1 + 2	9.132×10^{-4}	4.44	4.059×10^{-3}
1 + 4	4.658×10^{-4}	4.50	2.097×10^{-3}
3 + 2	4.658×10^{-4}	4.50	2.097×10^{-3}
3 + 4	1.826×10^{-5}	7.41	1.353×10^{-4}
Subtotal	1.863×10^{-3}	4.50	8.388×10^{-3}
Índices de la Tabla 14.2	λ_{pp} (fallas/año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas/año)
	6.986×10^{-4}	5.88	4.110×10^{-3}
Índices totales del punto de carga	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
	2.562×10^{-3}	4.88	1.25×10^{-2}

(b) Mantenimiento coordinado

Considerar ahora una política de mantenimiento coordinado en el sistema de la Figura 14.1 y asúmase que cada rama (como se definió en la sección 14.4.3) es mantenida por 8 horas una vez al año. Como un ejemplo de evaluación, considerar el evento de que la rama 1 esté en mantenimiento y el componente 2 esté con salida forzada. La contribución por este evento es:

$$\lambda_{pm(\text{rama 1, componente 2})} = \frac{1 \times (0.5 \times 8)}{8760} = 4.566 \times 10^{-4} \text{ fallas/año}$$

$$U_{pm(\text{rama 1, componente 2})} = \frac{8 \times 10}{8 + 10} = 4.44 \text{ horas}$$

$$U_{pm(\text{rama 1, componente 2})} = \lambda_{pm} r_{pm} = 2.029 \times 10^{-3} \text{ horas/año}$$

Una lista completa de los eventos e índices es mostrada en la Tabla 14.6 para el caso de interruptores y barrajes 100% confiables.

Tabla 14.6. Índices de confiabilidad asumiendo mantenimiento coordinado.

Evento de falla	λ_{pm} (fallas/año)	r_{pm} (horas)	U_{pm} (horas/año)
Rama 1			
2 fuera	4.566×10^{-4}	4.44	2.029×10^{-3}
4 fuera	9.132×10^{-6}	7.41	6.765×10^{-5}
Rama 2			
1 fuera	4.566×10^{-4}	4.44	2.029×10^{-3}
3 fuera	9.132×10^{-6}	7.41	6.765×10^{-5}
Subtotal	9.315×10^{-4}	4.50	4.193×10^{-3}
Índices de la Tabla 14.2	λ_{pp} (fallas/año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas/año)
	6.986×10^{-4}	5.88	4.110×10^{-3}
Índices totales del punto de carga	λ (fallas/año)	r (horas)	U (horas/año)
	1.630×10^{-3}	5.09	8.303×10^{-3}

Estos resultados pueden compararse con los de la Tabla 14.5 que muestra que el tiempo de salida anual debido a los efectos del mantenimiento, U_{pm} , es reducido a la mitad, puesto que el tiempo total de exposición durante el cual cada rama está fuera de servicio debido al mantenimiento ha sido reducido a la mitad por la política de mantenimiento coordinado.

14.5. Fallas temporales y transitorias [79], [80]

14.5.1. Conceptos

Las técnicas y ecuaciones de la sección 14.2.4 consideran todas las fallas agrupadas junto con una tasa de fallas total y un tiempo de reparación promedio. Esto puede justificarse por la conveniencia y la simplificación de los cálculos pero oculta la significancia de los efectos de los diferentes tipos de fallas que pueden surgir en una red del sistema de potencia.

Pueden ocurrir 2 tipos de fallas: las que pueden causar daño al componente que debe ser reparado y las que no dañan el componente como las descargas eléctricas, que disparan el interruptor o queman los fusibles; se restaura el servicio luego por el cierre manual o automático de los interruptores o por reemplazo de los fusibles. En ambos casos, el tiempo de salida es relativamente pequeño y puede ser despreciable cuando existe un recierre automático. El efecto de estos tipos de fallas sobre el consumidor es significativamente diferente del efecto de las fallas que requieren que el componente sea reparado y es benéfico separarlas en la evaluación de la confiabilidad de la red.

Las fallas que no causan daños se pueden subdividir así: las salidas forzadas transitorias, que son restauradas por suicheo automático, con tiempo de salida pequeño y frecuentemente ignorado. Salidas forzadas temporales, que son restauradas por suicheo manual o reemplazo de fusibles, con tiempos de salida que pueden llegar a ser muy largos, particularmente si la acción de restauración debe ser realizada en áreas rurales. El método de análisis, sin embargo, es el mismo para ambas subcategorías.

14.5.2. Técnicas de evaluación

El método para la evaluación de los índices de confiabilidad de un punto de carga para incluir los efectos de las fallas transitorias y temporales es una extensión de los conceptos ya descritos en las secciones 8.2 a 8.4. Los modos de falla del sistema son identificados por simple inspección visual o usando el método del conjunto de cortes mínimos. Esto dará eventos de falla de primer orden, de segundo orden y si se requiere de orden más alto.

(a) Eventos de falla de primer orden.

Estos eventos se evalúan usando las ecuaciones 9.1 a 9.3, en las cuales los valores λ_i y r_i son la tasa de fallas y la duración de salida respectivamente (de la salida temporal y transitoria). En el caso de fallas transitorias (restauración automática), los valores de r_i pueden ser despreciables, caso en el cual la contribución de tales fallas al tiempo de salida anual puede ser ignorado. Esto puede no ser valido en el caso de fallas temporales puesto que el tiempo de salida puede tomar muchas horas por ser difícil detectar la causa y el sitio de la falla sobre todo en áreas rurales remotas.

(b) Eventos de fallas de segundo orden

Los eventos de falla de segundo orden pueden ser evaluados usando los conceptos de las ecuaciones 14.1 a 14.3 y de los eventos de falla sobrepuestos. Los eventos de falla sobrepuestos que se pueden considerar son:

- i. Las fallas temporales o transitorias sobrepuestas a fallas temporales o transitorias:

Estos eventos frecuentemente son despreciados en la practica ya que la probabilidad es muy pequeña y contribuye muy poco al resultado total. Ellos pueden ser incluidos, sin embargo, usando un conjunto de ecuaciones similares a las descritas para el tipo ii.

- ii. Fallas temporales o transitorias sobrepuestas a fallas permanentes:

Los índices de confiabilidad asociados con estos eventos son evaluados usando los conceptos de las ecuaciones 14.1 a 14.3

$$\begin{aligned}\lambda_{pt} &= \lambda_{t1}(\lambda_2 r_{t1}) + \lambda_2(\lambda_{t1} r_2) + \lambda_{t2}(\lambda_1 r_{t2}) + \lambda_1(\lambda_{t2} r_1) \\ &= \lambda_{t1}\lambda_2(r_{t1} + r_2) + \lambda_1\lambda_{t2}(r_1 + r_{t2}) = \lambda_a + \lambda_b\end{aligned}\quad (14.16)$$

$$U_{pt} = \lambda_a \frac{r_{t1} r_2}{r_{t1} + r_2} + \lambda_b \frac{r_1 r_{t2}}{r_1 + r_{t2}} \quad (14.17)$$

$$r_{pt} = \frac{U_{pt}}{\lambda_{pt}} \quad (14.18)$$

donde:

λ_{ti} = Rata de falla temporal o transitoria del componente i

r_{ti} = Tiempo de restauración o de recierre de la falla temporal o transitoria del componente i

λ_j, r_j = rata de falla permanente y tiempo de reparación del componente j respectivamente.

Cuando el tiempo de recierre es pequeño o despreciable, que es el caso particular para las fallas transitorias, las ecuaciones 14.16 a 14.18 se reducen a:

$$\lambda_{pt} = \lambda_{t1}\lambda_2 r_2 + \lambda_1\lambda_{t2} r_1 \quad (14.19)$$

$$U_{pt} = \lambda_{t1}\lambda_2 r_{t1} r_2 + \lambda_1\lambda_{t2} r_2 r_{t2} \quad (14.20)$$

$$r_{pt} = \frac{U_{pt}}{\lambda_{pt}} \quad (14.21)$$

Si esto es necesario para incluir el efecto de las fallas temporales o transitorias sobrepuestas a fallas temporales o transitorias (tipo i), luego las ecuaciones 14.16 a 14.18 son modificadas considerando sólo los términos λ_a y reemplazando λ_2 y r_2 por λ_{t2} y r_{t2} respectivamente.

- iii. Fallas temporales o transitorias sobrepuestas a salidas para mantenimiento programado

Los índices de confiabilidad asociados con estos eventos se evalúan usando los conceptos de las ecuaciones 14.7 a 14.9.

$$\lambda_{tm} = \lambda_1''(\lambda_{t2} r_1'') + \lambda_2''(\lambda_{t1} r_2'') \quad (14.22)$$

$$U_{tm} = \lambda_1''(\lambda_{t2}r_1'') \frac{r_1''r_{t2}''}{r_1'' + r_{t2}''} + \lambda_2''(\lambda_{t1}r_2'') \frac{r_{t1}''r_2''}{r_{t1}'' + r_2''} \quad (14.23)$$

$$r_{tm} = \frac{U_{tm}}{\lambda_{tm}} \quad (14.24)$$

Ecuaciones similares se pueden derivar para eventos de tercer orden y pueden deducirse ecuaciones adicionales para otras combinaciones de salidas sobrepuestas usando los mismos conceptos básicos.

Los índices totales están dados por:

$$\lambda = \lambda_{pp} + \lambda_{pm} + \lambda_{pt} + \lambda_{tm} \quad (14.25a)$$

$$U = \lambda_{pp}r_{pp} + \lambda_{pm}r_{pm} + \lambda_{pt}r_{pt} + \lambda_{tm}r_{tm} \quad (14.25b)$$

$$r = \frac{U}{\lambda} \quad (14.25c)$$

14.5.3. Ejemplo numérico

Reconsiderar el sistema de la Figura 14.1 y asumir que, además de los datos dados en las secciones anteriores, las líneas y transformadores que sufren fallas temporales tienen los datos mostrados en la Tabla 14.7.

Tabla 14.7. Datos de salidas forzadas temporales.

Componente	Rata de fallas temporales λ_t (fallas/año)	Tiempo de recierre r_t (horas)
1	2	0.25
2	2	0.25
3	1	0.5
4	1	0.5

Si los efectos de los interruptores y las barras son de nuevo ignorados, los índices de confiabilidad modificados usando las ecuaciones 14.16 a 14.18 y 14.22 a 14.24 son como se muestra en la Tabla 14.8. Tales resultados indican un efecto encontrado con frecuencia en el análisis de redes de distribución, esto es, el tiempo de salida anual es incrementado por un margen relativamente pequeño (comparar Tablas 14.5 y 14.8) pero la rata de fallas se incrementa bruscamente y la duración promedio es disminuida. Por esta razón, frecuentemente una aproximación razonable para ignorar las fallas temporales y particularmente las fallas transitorias si solamente el tiempo de salida anual es considerado importante, pero este tipo de fallas se deberá indicar si los tres índices van a ser evaluados.

Deberá notarse que la sumatoria de los índices asociados con los diferentes tipos de eventos conduce a un conjunto de índices que no tiene significado físico real. En cambio, ellos son simplemente valores promedios de largo plazo que serán esperados dada la secuencia aleatoria de los eventos de falla que son posibles. Ellos son útiles sin embargo, en la evaluación del comportamiento promedio de un sistema como una función de los esquemas alternativos de refuerzo y como un conjunto de datos de entrada para una evaluación económica de tales esquemas.

Tabla 14.8. Índices de confiabilidad incluyendo fallas temporales.

Evento de falla	λ_{pt} (fallas/año)	r_{pt} (horas)	U_{pt} (horas/año)
1+2	2.340×10^{-3}	0.24	5.708×10^{-4}
1+4	8.282×10^{-4}	0.41	3.425×10^{-4}
3+2	8.282×10^{-4}	0.41	3.425×10^{-4}
3+4	2.295×10^{-4}	0.50	1.142×10^{-4}
Subtotal 1	4.226×10^{-3}	0.32	1.37×10^{-3}
	λ_{tm} (fallas/año)	r_{tm} (horas)	U_{tm} (horas/año)
1+2	3.653×10^{-3}	0.24	8.856×10^{-4}
1+4	2.740×10^{-3}	0.32	8.725×10^{-4}
3+2	2.740×10^{-3}	0.32	8.725×10^{-4}
3+4	1.826×10^{-3}	0.47	8.595×10^{-4}
Subtotal 2	1.096×10^{-2}	0.32	3.490×10^{-3}
Subtotal 1+ subtotal 2	1.519×10^{-2}	0.32	4.860×10^{-3}
Índices de la Tabla 14.2	λ_{pp} (fallas/año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas/año)
	6.986×10^{-4}	5.88	4.110×10^{-3}
Índices de la Tabla 14.5	λ_{pm} (fallas/año)	r_{pm} (horas)	U_{pm} (horas/año)
	1.863×10^{-3}	4.50	8.388×10^{-3}
Subtotal 3	2.562×10^{-3}	4.88	1.250×10^{-2}
Índices totales del punto de carga	1.775×10^{-2}	0.98	1.736×10^{-2}

14.6. Inclusión de fallas de interruptores [79], [80]

14.6.1. Modelo más simple de interruptor

Tabla 14.9. Índices de confiabilidad usando el modelo simple de interruptor.

Evento de falla	λ_{pp} (fallas/año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas/año)
Subtotal de Tabla 14.4	3.070×10^{-2}	3.07	9.411×10^{-2}
7+8	1.142×10^{-5}	10	1.142×10^{-4}
7+2	8.562×10^{-5}	6.67	5.708×10^{-4}
7+4	6.849×10^{-6}	16.7	1.142×10^{-4}
7+10	1.142×10^{-5}	10	1.142×10^{-4}
1+8	8.562×10^{-5}	6.67	5.708×10^{-4}
1+10	8.562×10^{-5}	6.67	5.708×10^{-4}
3+8	6.849×10^{-6}	16.7	1.142×10^{-4}
3+10	6.849×10^{-6}	16.7	1.142×10^{-4}
9+8	1.142×10^{-5}	10	1.142×10^{-4}
9+2	8.562×10^{-5}	6.67	5.708×10^{-4}
9+4	6.849×10^{-6}	16.7	1.142×10^{-4}
9+10	1.142×10^{-5}	10	1.142×10^{-4}
Total	3.112×10^{-2}	3.13	9.731×10^{-2}

La forma más simple de incluir el efecto de los interruptores es tratarlos idénticamente a los componentes considerados en las secciones 14.2 y 14.3. Así, no se introducen complejidades y las técnicas anteriores pueden ser aplicadas directamente. Para ilustrar esto, asúmase que todos los interruptores de la Figura 14.1 tienen una rata de fallas de 0.05 fallas/año y un tiempo de reparación de 20 horas. Los nuevos índices de confiabilidad del punto de carga usando un análisis de modos de falla son mostrados en la Tabla 14.9

Los resultados mostrados en la Tabla 14.9 difieren solo marginalmente de los resultados de la Tabla 14.4 debido al efecto dominante de las dos barras. Si estos barrajes fueran 100 % confiables, un incremento significativo sería observado cuando las fallas de los interruptores son incluidas.

14.6.2. Modos de falla de un interruptor

La mayoría de los componentes de sistemas de potencia pueden ser representados por un modelo de dos estados que identifica el estado de operación (UP) y el estado de falla (DOWN). Esto no es cierto para interruptores, porque este modelo ignora la función de suicheo durante las condiciones de falla. El modelo del interruptor deberá por tanto, reconocer un número superior de estados. Para un interruptor normalmente cerrado, el conjunto completo de estados es el siguiente:

- a. Operación exitosa en su estado cerrado
- b. Aperturas exitosas cuando se le exige que lo haga.
- c. Fallas para abrir cuando se le exige que lo haga.
- d. Abre inadvertidamente cuando no se le exige que lo haga
- e. Sufre un circuito abierto
- f. Sufre un cortocircuito en el lado del barraje.
- g. Sufre un cortocircuito en el lado de la línea.

Los modelos anteriores no reconocen todos los estados desde (a) hasta (g) y se pueden hacer simplificaciones cuando se evalúan los índices de confiabilidad del punto de carga para sistemas de distribución.

14.6.3. Suposiciones del modelado

Las principales suposiciones para un modelo simplificado de interruptor son:

- i.) La probabilidad de apertura exitosa (estado b) es igual a 1
- ii) La probabilidad de que no abra exitosamente (estado c) es igual a cero
- iii) La probabilidad de un circuito abierto (estado e) es despreciable.

Las suposiciones (i) y (ii) implican que los estados (b) y (c) pueden ser despreciables, aunque el efecto fue discutido en la sección 9.3.4, relacionado con las fallas de los cortacircuitos fusibles en sistemas radiales simples. La suposición está justificada ya que en sistemas de transmisión y distribución, la probabilidad de no apertura exitosa es usualmente muy pequeña y la contribución de este mal funcionamiento es despreciable comparada con otras contribuciones significativas. Los interruptores están normalmente localizados en el terminal de envío (o suministro) de un alimentador radial simple y en ambos terminales de una rama en paralelo o sistema enmallado. Se concluye de las suposiciones (i) y (ii) y de este método de diseño, que las fallas de cortocircuito sobre cualquier componente de rama, más que los interruptores mismos, serán aisladas por sus interruptores de protección que por lo tanto, limitarán el efecto de la falla a la rama en la cual ocurre. Esto permite que la reducción previa del circuito o el análisis de los modos de falla sean usados sin modificación.

La suposición (iii) se justifica puesto que la probabilidad de un circuito abierto en cualquier componente de un sistema de potencia es usualmente muy pequeña y despreciable comparada con la de los cortocircuitos. El estado (e) puede por tanto ser despreciado. Quedan solo los estados (d), (f) y (g) para ser considerados como estados de falla.

El estado (d) usualmente se manifiesta él mismo y su efecto es similar al del circuito abierto y solo afectará la rama en la cual existe el interruptor.

Un cortocircuito en un interruptor, estados (f) y (g), puede causar distintos efectos de suicheo dependiendo del diseño operacional del sistema de protección, es decir, si el cortocircuito en el interruptor puede ser aislado por su propia acción de suicheo. Por ejemplo, una falla en el lado de línea del interruptor 7, estado (g) (Figura 14.1), puede ser protegida por él mismo y por el interruptor 9. Similarmente, una falla en el lado de barras del interruptor 7, estado (f), puede ser protegida por él mismo y el interruptor (no mostrado) que protege a la barra 5. Esto puede ser definido como cortocircuitos autodespejados. De otro lado, si la falla no puede ser despejada por su propia operación, luego, en ambos ejemplos, el interruptor que protege la barra 5 y el interruptor 9 debe operar. Este puede ser definido como cortocircuitos no autodespejados. Las técnicas de modelado que siguen son derivadas de los supuestos y conceptos anteriores.

14.6.4. Modelos simplificados del interruptor

a. Apertura inadvertida

Las fallas por apertura inadvertida pueden modelarse en dos formas:

- i) El interruptor está identificado como un componente del sistema y los índices de apertura inadvertida asignados a él.
- ii) El interruptor es ignorado como un componente, pero sus índices de apertura inadvertida son combinados con los índices de confiabilidad del próximo componente de la rama en la cual está el interruptor. Los índices son combinados como para componentes serie. Por ejemplo, los índices de operación inadvertida del interruptor 7 de la Figura 14.1 pueden ser combinados con los índices de confiabilidad de la línea 1.

b. Cortocircuitos no autodespejados.

En este caso el interruptor es ignorado como un componente y sus índices son combinados con los índices de confiabilidad del barraje al cual está conectado. Estos índices son combinados como para componentes serie. Por ejemplo, los índices de los interruptores 7 y 9 son combinados con los de las barras 5 y 6 respectivamente.

En este caso, los índices de cortocircuito asociados con el lado de barras del interruptor, son combinados con los índices de confiabilidad del barraje y los índices de cortocircuito asociados con el interruptor lado línea son:

- i) Asignando al interruptor que está siendo considerado como en [a(i)], o
- ii) Combinando con los índices de confiabilidad de la línea como en [a(ii)].

Debe anotarse que el modelo (b), es también aplicable a cualquier equipo terminal adicional que exista en la rama, entre el interruptor que protege la rama y la barra a la cual está conectada.

14.6.5. Ejemplo numérico

Los conceptos descritos en las secciones anteriores pueden ser ilustrados considerando nuevamente el sistema mostrado en la Figura 14.1. Se asume que la rata de fallas del interruptor de 0.05 fallas/año especificada en la sección 14.9.1 es debida a:

Apertura inadvertida (20 %) \equiv 0.01 fallas / año

Cortocircuitos en el lado de barra (40 %) \equiv 0.02 fallas / año

Cortocircuitos en el lado de línea (40 %) \equiv 0.02 fallas / año

Se asume además que el tiempo de reparación es de 20 horas para cada modo de falla.

Adicionalmente, asúmase que cada interruptor puede despejar su propio cortocircuito. Las fallas de los interruptores pueden ahora ser simulados como sigue:

Apertura inadvertida: como en [a(i)]

Cortocircuitos en el lado de barras: como en (c)

Cortocircuitos en el lado de línea: como en [c(i)]

Los índices modificados de confiabilidad de los barrajes e interruptores son:

Barra 5: $\lambda_5 = 0.01 + 0.02 = 0.03$ fallas / año
 $U_5 = 0.01 \times 5 + 0.02 \times 20 = 0.45$ horas / año
 $r_5 = U_5 / \lambda_5 = 15$ horas

Barra 6: $\lambda_6 = 0.02 + 0.02 = 0.04$ fallas / año
 $U_6 = 0.02 \times 2 + 0.02 \times 20 = 0.44$ horas / año
 $R_6 = U_6 / \lambda_6 = 11$ horas

Interruptores: $\lambda = 0.01 + 0.02 = 0.03$ fallas / año
 $r = 20$ horas

Usando los datos de los componentes anteriores y los de la Tabla 14.1, se encuentran los índices de confiabilidad mostrados en la Tabla 14.10

Tabla 14.10. Índices de confiabilidad usando modelos de interruptor modificados.

Evento de falla	λ_{pp} (fallas / año)	r_{pp} (horas)	U_{pp} (horas / año)
Subtotal de la Tabla 0.2	5	6	7+8
7+2	7+4	7+10	1+8
1+10	3+8	3+10	9+8
9+2	9+4	9+10	6.986×10^{-4}
3×10^{-2}	4×10^{-2}	4.110×10^{-6}	5.137×10^{-5}
4.110×10^{-6}	4.110×10^{-6}	5.137×10^{-5}	5.137×10^{-5}
4.110×10^{-6}	4.110×10^{-6}	4.110×10^{-6}	5.137×10^{-5}
4.110×10^{-6}	4.110×10^{-6}	10	5.88
15	11	6.67	6.67
16.7	10	10	6.67
16.7	16.7	4.5×10^{-1}	6.67
16.7	10 4.110×10^{-3}	6.849×10^{-5}	4.4×10^{-1}
4.110×10^{-5}	3.425×10^{-4}	6.849×10^{-5}	4.110×10^{-5}
3.425×10^{-4}	3.425×10^{-4}	6.849×10^{-5}	6.849×10^{-5}
4.110×10^{-5}	3.425×10^{-4}		4.110×10^{-5}
Total	0.0709	12.6	0.8960

Los resultados mostrados en la Tabla 14.10 son significativamente mucho más grandes que los de la Tabla 14.9, la cual indica la importancia del modelado de los componentes del sistema, particularmente los interruptores, en la forma más real. En ambos casos (Tablas 14.9 y 14.10), los datos de los componentes fueron los mismos pero el método para usar estos datos fue diferente. Es evidente que el método no simple para procesar o usar los datos puede ser dado ya que ambos aspectos son una función del modo de fallas y del tipo de esquema de protección que está siendo usado. La discusión sin embargo, indica cuales de esos aspectos pueden ser considerados una vez que el modo de fallas y el esquema de protección hayan sido identificados.

14.7. Inclusión de efectos del estado del tiempo [79], [80]

14.7.1. Conceptos

Todas las redes de sistemas de potencia están expuestas a la variación de las condiciones atmosféricas. La experiencia indica que la rata de fallas de la mayoría de los componentes es una función del estado del tiempo atmosférico al cual son expuestos. En algunas condiciones climáticas, la rata de fallas de un componente puede ser muchas veces más grande que la encontrada para condiciones climáticas favorables. Por estas razones el efecto del estado del tiempo (y cualquier otra condición ambiental) ha sido considerado por muchos años y se han desarrollado técnicas que incluyen este efecto en el análisis.

Las condiciones climáticas que causan alta rata de fallas de componentes son generalmente infrecuentes y de corta duración. Durante esos períodos, sin embargo, las ratas de fallas aumentan bruscamente y la probabilidad de fallas sobrepuestas es mucho más grande que durante condiciones climáticas favorables. Esto crea lo que se conoce como efecto de acumulación (o de agrupamiento), debido a que las fallas de los componentes no son distribuidas aleatoriamente durante todo el año pero son más probables durante cortos períodos en el año. Si este hecho es ignorado, los índices de confiabilidad evaluados para el punto de carga, pueden ser muy optimistas y como consecuencia muy engañosos. Se debe notar que las técnicas usadas para explicar las fallas agrupadas no implican que exista dependencia entre las fallas de los componentes. Aunque los componentes pueden permanecer dentro de un ambiente común que afecta las ratas de fallas de los componentes, el proceso real de fallas de salidas sobrepuestas asumirá que las fallas de los componentes son independientes y sus ratas de fallas son aumentadas a causa del ambiente común (no porque sean fallas dependientes o de modo común).

14.7.2. Modelamiento del estado del tiempo atmosférico

La rata de fallas de un componente es una función continua del estado del tiempo, el cual sugiere que deberá ser descrito por una función continua o por un conjunto grande de estados discretos. En la práctica esto es imposible debido a las dificultades en el modelamiento del sistema, la recolección y la validación de los datos. El problema debe ser restringido a un número limitado de estados que sea suficiente para representar el problema del agrupamiento de fallas, pero lo bastante pequeño para hacer la solución viable.

Las condiciones climáticas se clasifican como normales y adversas, el criterio para decidir la categoría debe ser la dependencia de su impacto sobre la rata de fallas de los componentes. Aquellas condiciones climáticas que no afectan la rata de fallas serán clasificadas como normales y aquellas que tienen un efecto grande serán clasificadas como adversas (como por ejemplo, tormentas con descargas eléctricas, huracanes, hielo, nieve, etc.)

Una característica importante en la recolección de los datos de duraciones por tiempo atmosférico es que todos los períodos de estado de tiempo normal y adverso deben ser cotejados aún si no ocurren fallas durante cualquier período dado; este aspecto debe ser investigado en el IDEAM quien debe suministrar los

datos sobre las duraciones de cada período para producir una variación cronológica como la descrita en la Figura 14.4.

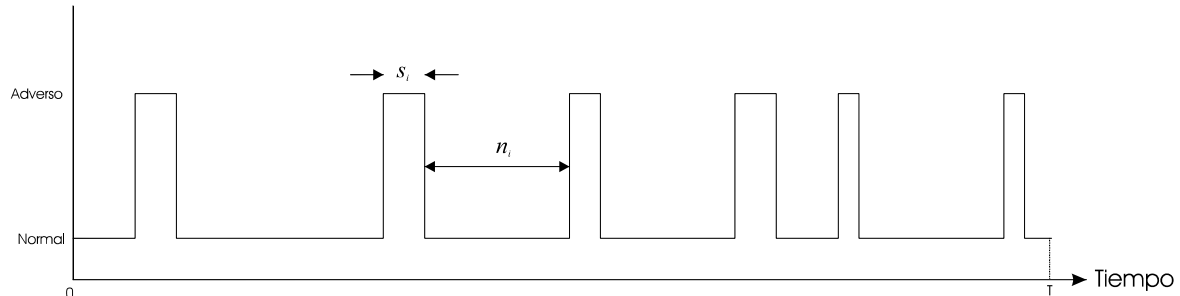


Figura 14.4. Variación cronológica del estado del tiempo.

El modelo de duraciones del estado del tiempo puede considerarse un proceso aleatorio que puede luego describirse por valores esperados, como por ejemplo, la duración esperada del estado del tiempo normal está dada por $N = \sum n_i / T$ y la duración esperada del estado del tiempo adverso está dada por $S = \sum s_i / T$. Estos valores esperados producen la gráfica mostrada en la Figura 14.5.

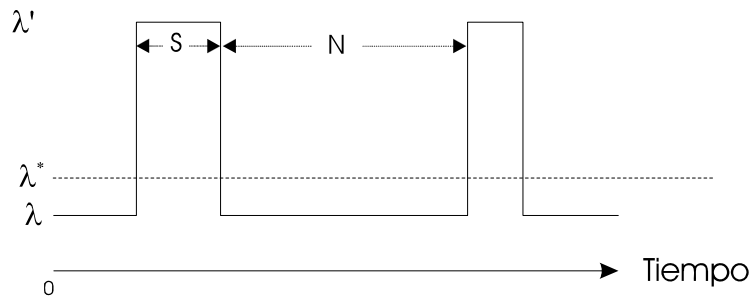


Figura 14.5. Gráfica de duración promedio del estado de tiempo.

14.7.3. Ratas de fallas en un modelo de dos estados de tiempo

Cuando ha sido tomada la decisión con respecto a las condiciones de estado de tiempo que contribuyen al modelo de dos estados, todas las fallas posteriores deberán ser asignadas a uno de estos estados, dependiendo del estado del tiempo prevaeciente en el momento de la falla, lo que permite averiguar las ratas de falla de cada uno de los estados de tiempo. Estas ratas de fallas deben ser expresadas como el número de fallas por año de esa condición particular del estado del tiempo y no como el número de fallas en un año calendario. Es evidente que el estado de tiempo adverso es generalmente de corta duración, muchos años calendario de operación pueden ser necesarios para obtener un año de tiempo adverso.

Se define:

- λ : como la rata de fallas del componente en tiempo normal expresada en fallas /año del tiempo normal.
- λ' : como la rata de fallas del componente en tiempo adverso expresada en fallas /año del tiempo adverso.

Un valor promedio de la rata de fallas λ^* expresada en fallas/año calendario puede derivarse de λ , λ' , N y S usando el concepto de la esperanza.

$$\lambda^* = \frac{N}{N+S} \lambda + \frac{S}{N+S} \lambda' \quad (14.26a)$$

Como generalmente $N \gg S$, el valor de λ^* es aproximadamente igual a λ , estos valores de λ , λ' y λ^* son también mostrados en la Figura 14.5.

Actualmente, la mayoría de los planes de recolección de datos no reconocen a λ y λ' , en lugar de ello solo se preocupan por los datos de λ^* . Esto está ahora cambiando gradualmente y más empresas de energía están reconociendo la necesidad de identificar estos datos. Como este desarrollo continúa, la calidad del plan de reporte de fallas y la calidad del análisis de confiabilidad aumentará.

Los valores de λ y λ' pueden, sin embargo, ser evaluados a partir de λ^* usando la ecuación 14.26a, si los valores de N , S y la proporción de fallas (F) que ocurren en tiempo adverso son conocidas, como:

$$\lambda = \lambda^* \frac{N+S}{N} (1-F) \quad (14.26b)$$

$$\lambda' = \lambda^* \frac{N+S}{S} F \quad (14.26c)$$

Aún si el valor de F es desconocido, un completo análisis de sensibilidad puede hacerse usando $0 \leq F \leq 1$, para establecer el efecto de las fallas en tiempo adverso sobre el comportamiento del sistema.

La magnitud relativa de λ y λ' , puede ilustrarse considerando un ejemplo numérico en el cual $\lambda^* = 0.594$ fallas/año, $N = 200$ horas, $S = 2$ horas. Estos valores se muestran en la Tabla 14.11 para valores de $F = 0, 0.5$ y 1.0 , es decir, sin fallas, el 50 % de las fallas y la totalidad de las fallas ocurren en tiempo adverso respectivamente.

Tabla 14.11. Magnitud relativa de λ y λ' .

F	λ fallas/año de tiempo normal	λ' fallas/año de tiempo normal
0.0	0.600	0.0
0.5	0.300	30.0
1.0	0.000	60.0

Los resultados mostrados en la Tabla 14.11 claramente indican que la rata de fallas durante los períodos cortos de tiempo adverso es muy grande, mucho más grande que el valor promedio total e incrementará significativamente la probabilidad de fallas sobrepuestas durante esos períodos.

λ^* no es un parámetro físico de los componentes sino que es solamente una cantidad estadística que relaciona λ , λ' , N y S ; por tanto, no representa el comportamiento de los componentes. Los parámetros físicos reales que determinan las fallas de los componentes son λ y λ' . Para ilustrar este efecto, considérese dos componentes idénticos sujetos a diferentes modelos de estado de tiempo de dos estados. El primero tiene duraciones N_1 y S_1 y el segundo tiene duraciones N_2 y S_2 y la adversidad de cada tipo de estado de tiempo es el mismo para ambos componentes. Se concluye por tanto, que dos valores totalmente diferentes de λ^* serán obtenidos y el mecanismo de falla de ambos componentes será idéntico. Como consecuencia, la consistencia y la confianza en los datos aumentará si λ y λ' son recolectados en lugar de λ^* .

14.7.4. Métodos de evaluación

Un conjunto de ecuaciones modificadas forman la base de la mayoría de los métodos de evaluación. Estas ecuaciones pueden ser usadas como parte de un proceso de reducción en asociación con el análisis de los modos de falla (conjuntos de cortes mínimos).

Una característica importante es que las ecuaciones para los eventos de segundo orden, pueden no ser usadas para combinar secuencialmente tres o más componentes paralelos. Pueden resultar errores grandes que no se presentan en el caso de un modelo de estado del tiempo (normal o adverso) de estado simple. El conjunto apropiado de ecuaciones debe usarse para cada orden de eventos que están siendo evaluados.

Las ecuaciones deducidas en las próximas secciones se consideran solo para el caso general de eventos de segundo orden, que involucran una salida forzada sobrepuesta a una salida forzada y una salida forzada sobrepuesta a una salida por mantenimiento. Estas ecuaciones pueden ser mejoradas subdividiendo la salida forzada en permanente, temporal y transitoria usando los conceptos dados en la sección 14.5 y extendiendo los conceptos de eventos de segundo orden a eventos de tercero y más alto orden.

14.7.5. Salidas forzadas sobrepuestas

El efecto del estado del tiempo sobre los índices de confiabilidad asociados con salidas sobrepuestas se establece considerando cuatro casos separados. Estos son:

- a. Falla inicial que ocurre durante tiempo normal, segunda falla que ocurre durante tiempo normal.
- b. Falla inicial que ocurre durante tiempo normal, segunda falla que ocurre durante tiempo adverso.
- c. Falla inicial que ocurre durante tiempo adverso, segunda falla que ocurre durante tiempo normal.
- d. Falla inicial que ocurre durante tiempo adverso, segunda falla que ocurre durante tiempo adverso.

Estos cuatro casos son mutuamente excluyentes y exhaustivos. Los índices evaluados para cada caso pueden combinarse usando la probabilidad condicional y los conceptos de eventos sobrepuestos. Se imponen dos necesidades en el proceso de evaluación: la reparación que se puede hacer durante tiempo adverso y la reparación que no se puede hacer durante este.

i). Reparación que se puede hacer durante tiempo adverso.

a) Ambas fallas ocurren durante tiempo normal

La contribución de este caso a la rata total de fallas está dada por:

$$\lambda_a = (\text{probabilidad de tiempo normal}) \times [(\text{rata de fallas del componente 1}) \times (\text{probabilidad de que el componente 2 falle durante el tiempo de exposición creado por la falla del componente 1}) + (\text{rata de fallas del componente 2}) \times (\text{probabilidad de que el componente 1 falle durante el tiempo de exposición creado por la falla del componente 2})]$$

En este caso, el tiempo de exposición no es simplemente el tiempo de reparación del componente fallado, porque la reparación puede proseguir en el período de tiempo adverso. La segunda falla puede ocurrir durante la porción de tiempo de reparación que tiene lugar en el período de tiempo normal, o sea, el tiempo de exposición es el tiempo asociado con el evento sobrepuesto de reparación y tiempo normal y este es igual a $Nr/(N+r)$. Por lo tanto:

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\lambda_2 \frac{Nr_1}{N+r_1} \right) + \lambda_2 \left(\lambda_1 \frac{Nr_2}{N+r_2} \right) \right] \quad (14.27a)$$

y si $r_i \ll N$, luego:

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} [\lambda_1(\lambda_2 r_1) + \lambda_2(\lambda_1 r_2)] = \frac{N}{N+S} [\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)] \quad (14.27b)$$

La ecuación 14.27b se reduce a la ecuación 14.1 si solo un estado (normal o adverso) del estado del tiempo es considerado.

b) Falla inicial en tiempo normal, segunda falla en tiempo adverso.

El mismo principio es usado en este caso, agregando que la segunda falla puede ocurrir solo si el estado del tiempo cambia antes de que la segunda falla ocurra. Como consecuencia, la rata de fallas del segundo componente es ponderada por la probabilidad de que durante el tiempo de reparación del primer componente, el estado del tiempo cambie de normal a adverso. También el tiempo de exposición durante el cual el segundo componente falla, es el tiempo de sobreposición asociado con la reparación del primer componente y la duración del estado de tiempo adverso. Por lo tanto,

$$\lambda_b = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \left(\frac{r_1}{N} \right) \left(\lambda_2' \frac{Sr_1}{S+r_1} \right) + \lambda_2 \left(\frac{r_2}{N} \right) \left(\lambda_1' \frac{Sr_2}{S+r_2} \right) \right] \quad (14.28)$$

donde (r_1 / N) representa la probabilidad de que el estado del tiempo cambie de normal a adverso durante la reparación del componente 1. Esto puede deducirse asumiendo distribuciones exponenciales ya que, en general,

$$\text{prob(evento)} = 1 - e^{-(\lambda t)}$$

y en este caso, $t = r_1$ y $\lambda = 1/N$, y así

$\text{prob}(\text{estado del tiempo cambie durante la reparación del componente 1}) = 1 - e^{-r_1/N}$ el cual, si $r_1 \ll N$ se reduce a

$$\text{Probabilidad} = 1 - \left(1 - \frac{r_1}{N} \right) + \dots \cong \frac{r_1}{N}$$

Similarmente para el segundo término de la ecuación (14.28). Esta ecuación no puede ser reducida adicionalmente ya que el supuesto de que $r_1 \ll S$ no es generalmente válido.

c) Falla inicial en tiempo adverso, segunda falla en tiempo normal

Este caso es evaluado en forma similar a la segunda. En este caso, sin embargo,

$$\text{Prob}(\text{estado de tiempo cambiando durante la reparación del componente 1}) = 1 - e^{-r_1/S}$$

Puesto que r_1 y S son comparables, la simplificación usada en la parte (b) no es válida. Por lo tanto, la probabilidad del cambio del tiempo es usada en su forma total o este valor de probabilidad es asumido como la unidad. Usando la segunda suposición:

$$\lambda_c = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_1 \left(\lambda_2 \frac{Nr_1}{S+r_1} \right) + \lambda'_2 \left(\lambda_1 \frac{Nr_2}{S+r_2} \right) \right] \quad (14.29a)$$

el cual, si $r_1 \ll N$, luego

$$\lambda_c = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_1 \lambda_2 r_1 + \lambda'_2 \lambda_1 r_2 \right] \quad (14.29b)$$

d) Ambas fallas ocurren durante tiempo adverso

Este caso es similar a (a) y da:

$$\lambda_d = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_1 \left(\lambda'_2 \frac{Sr_1}{S+r_1} \right) + \lambda'_2 \left(\lambda'_1 \frac{Sr_2}{S+r_2} \right) \right] \quad (14.30)$$

e) Índices totales de confiabilidad

La rata total de fallas está dada por:

$$\lambda_{pp} = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c + \lambda_d \quad (14.31)$$

y como no hay restricción en la reparación

$$r_{pp} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (14.32)$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} \quad (14.33)$$

ii). La reparación no puede hacerse durante tiempo adverso:

En este caso los conceptos de deducción son idénticos a los descritos para el caso (i) con dos modificaciones:

1. Cuando la segunda falla ocurre en tiempo normal, el tiempo de exposición es el tiempo de reparación del primer componente ya que toda la reparación es hecha durante el tiempo normal.
2. Cuando la segunda falla ocurre en tiempo adverso, el tiempo de exposición es la duración del tiempo adverso ya que la reparación no puede hacerse en esta condición de tiempo.

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left[\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \right] \quad (14.34)$$

$$\lambda_b = \frac{S}{N+S} \left[\lambda_1 \frac{r_1}{N} \lambda'_2 S + \lambda_2 \frac{r_2}{N} \lambda'_1 S \right] \quad (14.35)$$

$$\lambda_c = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_1 \lambda_2 r_1 + \lambda'_2 \lambda_1 r_2 \right] \quad (14.36)$$

$$\lambda_d = \frac{S}{N+S} \left[\lambda'_1 (\lambda'_2 S) + \lambda'_2 (\lambda'_1 S) \right] = \frac{S}{N+S} \left[2 \lambda'_1 \lambda'_2 S \right] \quad (14.37)$$

En el caso (i), no existen restricciones para la reparación y por tanto, el tiempo de salida promedio fue idéntico para todos los cuatro casos. En este caso, la reparación no puede hacerse en tiempo adverso y por tanto, cuando la segunda falla ocurre en tiempo adverso, en los casos (b) y (d), el tiempo de salida será incrementado por la duración del tiempo adverso, dando

$$\lambda_{pp} = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c + \lambda_d \quad (14.38)$$

$$U_{pp} = (\lambda_a + \lambda_c) \left(\frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \right) + (\lambda_b + \lambda_d) \left(\frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} + S \right) \quad (14.39)$$

$$r_{pp} = \frac{U_{pp}}{\lambda_{pp}} \quad (14.40)$$

14.7.6. Ejemplos numéricos

a) Sistema y datos

La aplicación de las ecuaciones para considerar el efecto de las salidas forzadas sobrepuestas, como las derivadas en la sección 14.7.5, es ilustrada usando el circuito paralelo simple mostrado en la Figura 14.6. Este sistema puede representar un circuito paralelo real o un evento de falla de segundo orden (conjunto de corte mínimo) de redes más complicadas. El proceso de análisis es idéntico en ambos casos.

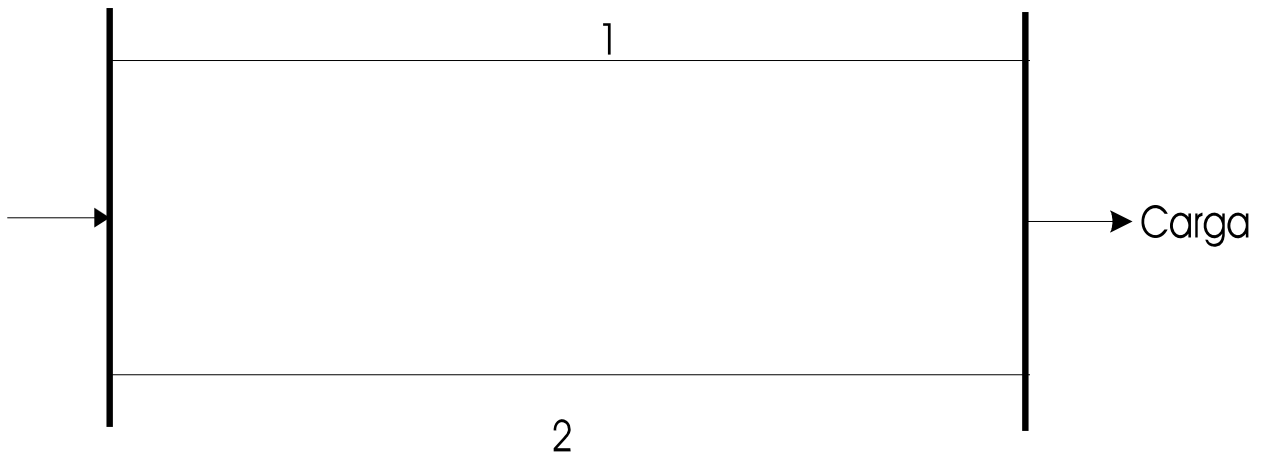


Figura 14.6. Circuito paralelo simple.

Se asume que ambos componentes son idénticos y cada uno tiene los siguientes datos:

$$\begin{aligned}\lambda &= 0.2 \text{ fallas / año de tiempo normal} \\ \lambda' &= 40 \text{ fallas / año de tiempo adverso} \\ r &= 10 \text{ horas} \\ \lambda'' &= 1 \text{ salida / año calendario} \\ r'' &= 8 \text{ horas}\end{aligned}$$

Se asume además que los estados de tiempo tienen las siguientes duraciones promedio:

$$\begin{aligned}N &= 200 \text{ horas} \\ S &= 2 \text{ horas}\end{aligned}$$

b) Tiempo de estado simple

Si el estado del tiempo no es considerado en el análisis, la rata promedio de fallas λ^* puede evaluarse usando la ecuación (14.26a)

$$\lambda^* = \frac{200}{202} \times 0.20 + \frac{2}{202} \times 40 = 0.594 \text{ fallas / año}$$

Este valor de λ^* es la rata de fallas que será identificada por un plan de recolección de datos, si el estado (normal o adverso) del estado del tiempo no estuviera asociado con cada falla del sistema. Es evidente que el valor de λ^* se ajusta mucho a la rata de fallas durante el estado de Tiempo Normal, puesto que el valor de N es mucho más grande que el valor de S. Usando este valor de λ^* , los índices de confiabilidad del sistema pueden evaluarse usando las ecuaciones (14.1) a (14.3) que dan:

$$\lambda_{pp} = \frac{0.594 \times 0.594(10 + 10)}{8760} = 8.06 \times 10^{-4} \text{ fallas/año}$$

$$r_{pp} = \frac{10 \times 10}{10 + 10} = 5 \text{ horas}$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = 4.03 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

c) Tiempo atmosférico de dos estados - Reparación posible en tiempo adverso

Esta contribución puede evaluarse a partir de los datos dados en (a) y de las ecuaciones 14.27b, 14.28, 14.29b y 14.30 a 14.33.

$$\lambda_a = \frac{200}{202} \left[\frac{0.20 \times 0.20(10 + 10)}{8760} \right] = 9.04 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_b = \frac{200}{202} \left[\frac{0.20 \times \left(\frac{10}{200} \right) \left(40 \times \frac{2 \times 10}{2 + 10} \right) \times 2}{8760} \right] = 1.51 \times 10^{-4} \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_c = \frac{2}{202} \left[\frac{40 \times 0.2 \times 10 \times 2}{8760} \right] = 1.81 \times 10^{-4} \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_d = \frac{2}{202} \left[\frac{40 \times \left(40 \times \frac{2 \times 10}{2 + 10} \right) \times 2}{8760} \right] = 6.03 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$\lambda_{pp} = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c + \lambda_d = 6.45 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$r_{pp} = \frac{10 \times 10}{10 + 10} = 5 \text{ horas}$$

$$U_{pp} = \lambda_{pp} r_{pp} = 3.23 \times 10^{-2} \text{ horas / año}$$

Un conjunto similar de resultados será obtenido si la reparación no fuera posible en tiempo adverso. En este caso, las ecuaciones 14.34 a 14.40 serán usadas.

d) Análisis de sensibilidad

Comparando los resultados anteriores para los modelos de tiempo de estado simple y doble, se ve que la rata de fallas y el tiempo de salida anual es mucho más grande para el modelo de tiempo de dos estados. Esto muestra la importancia de reconocer el efecto del ambiente e identificar en cual estado de tiempo ocurren las fallas. Es muy útil establecer los índices de confiabilidad del sistema como una función del número de fallas que ocurren en tiempo adverso. Este tipo de análisis de sensibilidad es ilustrado considerando el sistema de la Figura 14.6 y asumiendo $N = 200$ horas, $S = 2$ horas, $r = 10$ horas y $\lambda^* = 0.594$ fallas / año. Los valores de λ y λ' pueden evaluarse usando la ecuación 14.26 para valores de F entre 0 y 1 y los índices del sistema evaluados en (c).

Estos resultados son mostrados en la Figura 14.7, de la cual es evidente que, como el número de fallas que ocurren en tiempo adverso aumenta, la rata de fallas del sistema aumenta muy bruscamente. La relación entre la rata de fallas, si todas las fallas ocurren en tiempo adverso y la rata de fallas cuando todas las fallas ocurren en tiempo normal es aproximadamente de 17 a 1. Esta relación puede ser definida como un factor de error ya que define el error que será introducido en la evaluación de la rata de fallas, si el efecto del estado del tiempo es ignorado.

La variación en el valor de este factor de error se muestra en la Figura 14.8, como una función del porcentaje de fallas que ocurren en tiempo adverso. Se observa que el error se incrementa rápidamente a

medida que el porcentaje de fallas en tiempo adverso aumenta y como consecuencia, una evaluación muy optimista será obtenida si el efecto del estado del tiempo es ignorado.

Los resultados mostrados en la Figura 14.7, también indican las cuatro contribuciones a la rata de fallas del sistema. Estas indican que cuando la mayoría de las fallas ocurren en tiempo normal, la rata de fallas del sistema es dominada por λ_a y cuando la mayoría de las fallas ocurren en tiempo adverso, la rata de fallas del sistema está dominada por λ_d . La contribución de λ_b y λ_c es pequeña en todos los casos.

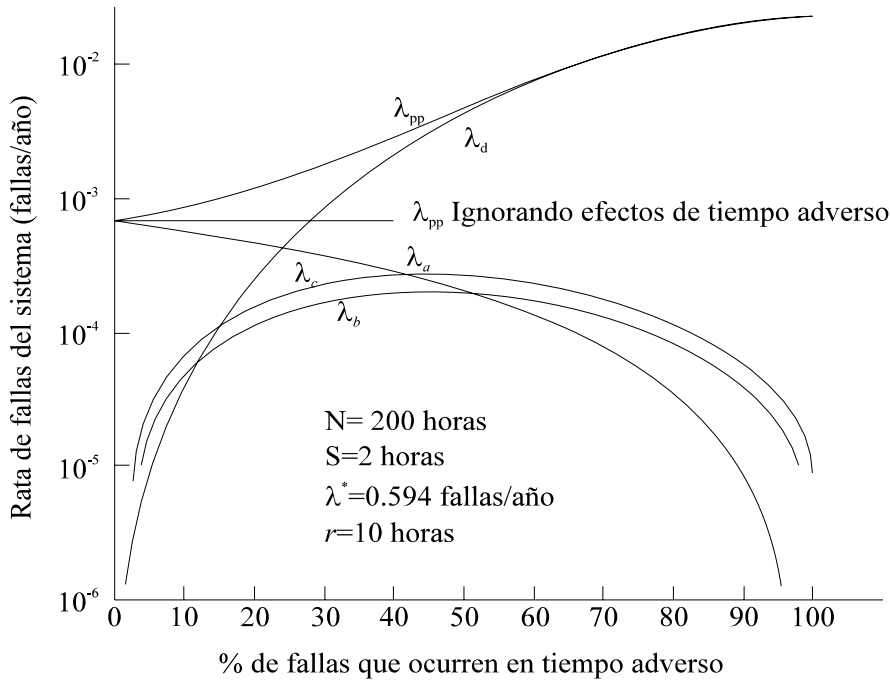


Figura 14.7. Efecto de las fallas que ocurren en tiempo adverso.

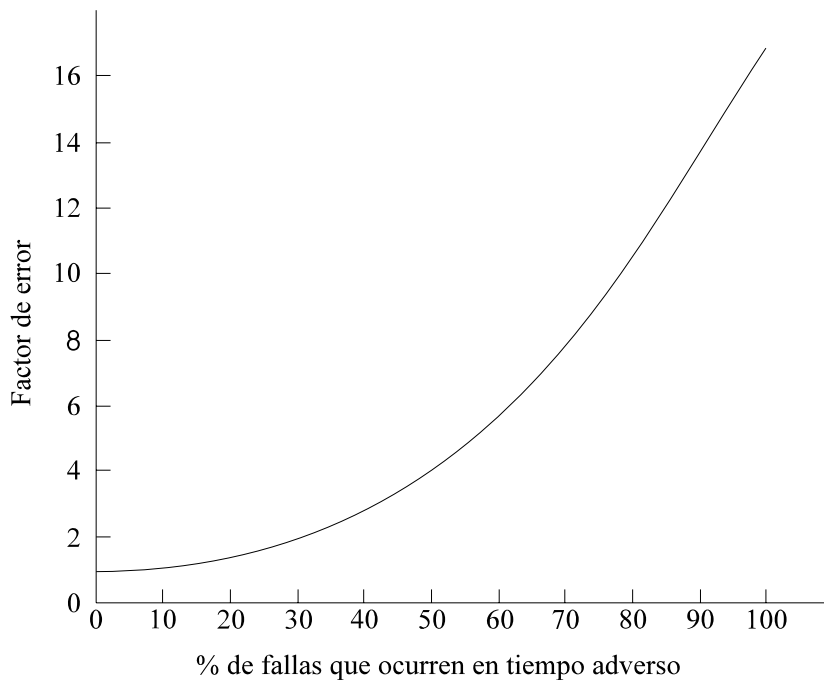


Figura 14.8. Factor de error en el valor de la rata de fallas.

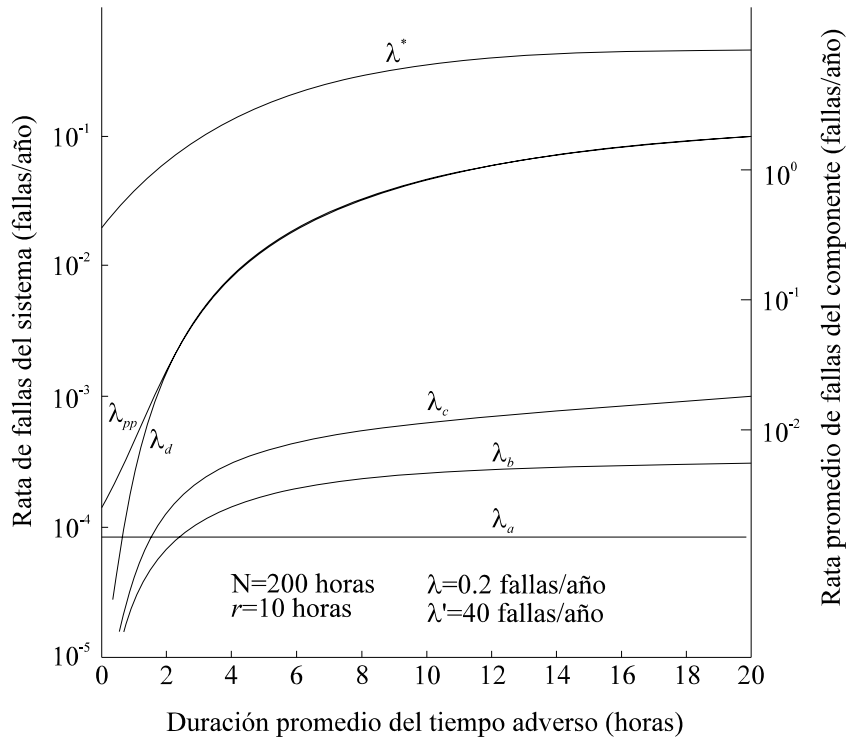


Figura 14.9. Efecto de las fallas del tiempo adverso (horas).

En las figuras 14.9 a 14.11, se muestran resultados similares de sensibilidad para el mismo sistema y los mismos datos básicos de confiabilidad. Estas muestran la sensibilidad de la tasa de fallas del sistema a la duración promedio del tiempo adverso (Figura 14.9), la duración promedio del tiempo normal (Figura 14.10) y el tiempo promedio de reparación (Figura 14.11). En todos los casos, la tasa de fallas del sistema es principalmente afectada por el valor de λ_d para los datos de componentes seleccionados y mostrados en las figuras.

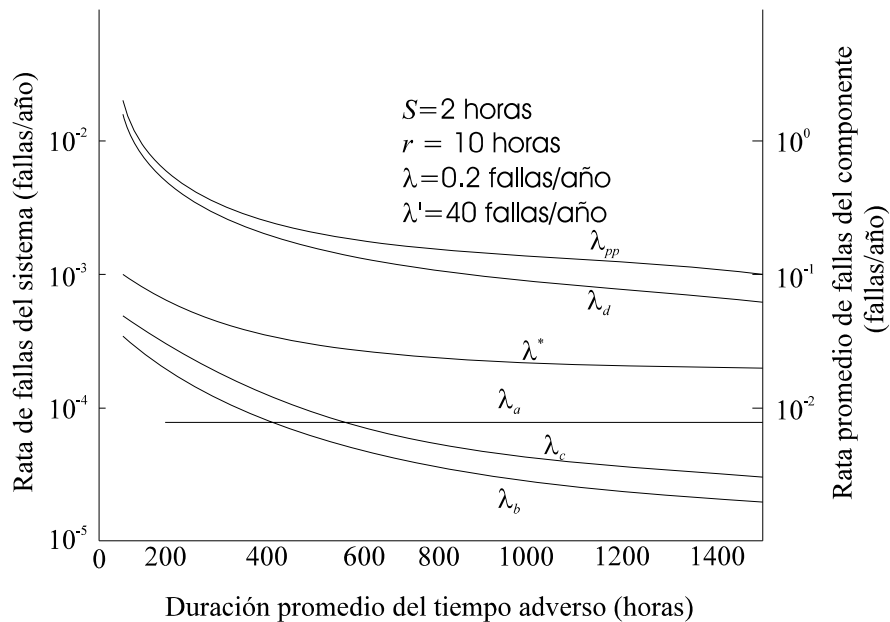


Figura 14.10. Efecto de la duración promedio del tiempo normal.

También se muestra en las figuras 14.9 y 14.10 la variación de λ^* con respecto a los cambios en la duración del estado del tiempo.

14.7.7. Salida forzada sobrepuesta al mantenimiento

Una salida forzada sobrepuesta a una salida por mantenimiento, se puede considerar en forma similar al del estado de tiempo simple (sección 14.4) y a las salidas forzadas sobrepuestas (sección 14.7.5). Existen sin embargo, tres casos a considerar. Una restricción adicional es generalmente impuesta además de la considerada previamente en la cual, un componente no es removido para mantenimiento si esta acción solo causará una salida del sistema. La restricción adicional es: el mantenimiento no es iniciado durante tiempo adverso.

i) Mantenimiento no permitido si el tiempo adverso es probable

Si el inicio del mantenimiento no es permitido cuando el tiempo adverso es probable, las ecuaciones son idénticas a las del estado de tiempo simple (ecuaciones 14.7 a 14.9), ya que el tiempo adverso no tiene efecto sobre los índices de confiabilidad.

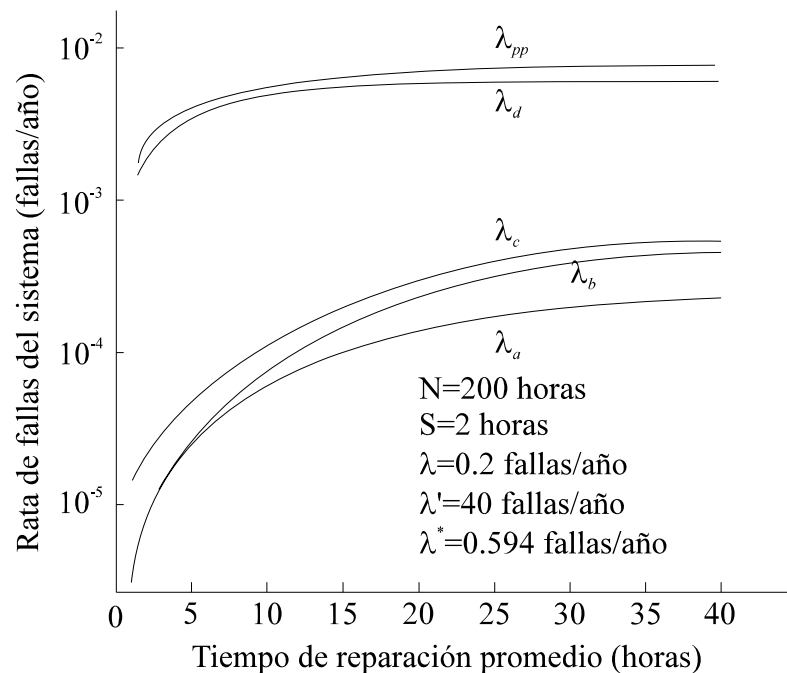


Figura 14.11. Efecto del tiempo de reparación promedio.

ii) Mantenimiento continuado en tiempo adverso

Este caso asume que el mantenimiento es iniciado sólo durante tiempo normal, pero luego el tiempo puede cambiar durante el mantenimiento. También asume que el mantenimiento y la reparación pueden continuarse durante el período de tiempo adverso. Este es similar al caso (i) de salidas forzadas sobrepuestas (sección 14.5).

Las ecuaciones asociadas con este caso pueden derivarse de las ecuaciones 14.27 y 14.28, puesto que la salida inicial (mantenimiento) puede solamente ocurrir en tiempo normal. Por esta razón, la probabilidad del tiempo normal antes de la salida por mantenimiento es 1 y por tanto, el término $N/(N+S)$ en estas ecuaciones es inapropiado. Sobre la base de estos principios, la contribución a la rata de falla es:

$$\lambda_{pm} = \lambda_1'' \lambda_2'' \frac{Nr_1''}{N + r_1''} + \lambda_2'' \lambda_1'' \frac{Nr_2''}{N + r_2''} + \lambda_1'' \frac{r_1''}{N} \lambda_2' \frac{Sr_1''}{S + r_1''} + \lambda_2'' \frac{r_2''}{N} \lambda_1' \frac{Sr_2''}{S + r_2''} \quad (14.41a)$$

la cual, si $r_i \ll N$ da:

$$\lambda_{pm} = \lambda_1'' \lambda_2'' r_1'' + \lambda_2'' \lambda_1'' r_2'' + \lambda_1'' \frac{r_1''}{N} \lambda_2' \frac{Sr_1''}{S + r_1''} + \lambda_2'' \frac{r_2''}{N} \lambda_1' \frac{Sr_2''}{S + r_2''} \quad (14.41b)$$

Si los cuatro términos de la ecuación (14.41b) son definidos como λ_a'' , λ_b'' , λ_c'' y λ_d'' , luego

$$U_{pm} = (\lambda_a'' + \lambda_c'') \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + (\lambda_b'' + \lambda_d'') \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \quad (14.42)$$

$$r_{pm} = \frac{U_{pm}}{\lambda_{pm}} \quad (14.43)$$

iii) Mantenimiento no continuado en tiempo adverso

Este caso también asume que el mantenimiento es iniciado solo durante tiempo Normal, pero que el tiempo puede cambiar. Se asume además, en forma similar al caso (ii) de salidas forzadas sobrepuestas (sección 14.7.5), que ni el mantenimiento ni la reparación es continuada en tiempo adverso. A consecuencia de ello, las ecuaciones 14.34, 14.35 y 14.39 pueden adaptarse para dar:

$$\lambda_{pm} = \lambda_1'' \lambda_2'' r_1'' + \lambda_2'' \lambda_1'' r_2'' + \lambda_1'' \frac{r_1''}{N} \lambda_2' S + \lambda_2'' \frac{r_2''}{N} \lambda_1' S \quad (14.44)$$

Si estos cuatro términos son nuevamente definidos como λ_a'' , λ_b'' , λ_c'' , y λ_d'' luego:

$$U_{pm} = \lambda_a'' \left(\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right) + \lambda_b'' \left(\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right) + \lambda_c'' \left(\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + S \right) + \lambda_d'' \left(\frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + S \right) \quad (14.45)$$

$$r_{pm} = \frac{U_{pm}}{\lambda_{pm}} \quad (14.46)$$

14.7.8. Ejemplos numéricos

La aplicación de las ecuaciones que toman en cuenta el efecto del mantenimiento y derivadas en la sección 14.7.7, puede ilustrarse usando el circuito paralelo mostrado en la Figura 14.6

a) Estado de tiempo simple

Si el efecto del estado de tiempo es ignorado, la contribución debida a salidas forzadas sobrepuestas al mantenimiento, pueden evaluarse usando las ecuaciones 14.7 y 14.8 y los datos dados en las sección 14.6.6

$$\lambda_{pm} = \frac{1(0.594 \times 8)}{8760} + \frac{1(0.594 \times 8)}{8760} = 1.08 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$r_{pm} = \frac{10 \times 8}{10 + 8} = 4.44 \text{ horas}$$

$$U_{pm} = 4.82 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

Los índices totales para el sistema pueden ahora evaluarse a partir de los índices anteriores y los derivados en la sección 14.7.6, usando las ecuaciones 14.13 a 14.15 como:

$$\lambda = 8.06 \times 10^{-4} + 1.08 \times 10^{-3} = 1.89 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$U = 4.03 \times 10^{-3} + 4.82 \times 10^{-3} = 8.85 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

$$r = U/\lambda = 4.71 \text{ horas}$$

b) Tiempo atmosférico de dos estados

i) Mantenimiento no permitido si el tiempo adverso es probable

En este caso (ver sección 14.7.7 (i)), las ecuaciones 14.7 a 14.9 pueden usarse con los datos dados en la sección 14.6.6 para dar

$$\lambda_{pm} = \frac{1(0.2 \times 8)}{8760} = 3.65 \times 10^{-4} \text{ fallas / año}$$

$$r_{pm} = \frac{10 \times 8}{10 + 8} = 4.44 \text{ horas}$$

$$U_{pm} = \lambda_{pm} \times r_{pm} = 1.62 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

Estos resultados pueden combinarse con los valores para salidas forzadas sobrepuestas (sección 14.7.6) para obtener los índices totales:

$$\lambda = 6.45 \times 10^{-3} + 3.65 \times 10^{-4} = 6.82 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$U = 3.23 \times 10^{-2} + 1.62 \times 10^{-3} = 3.39 \times 10^{-2} \text{ horas / año}$$

$$r = U/\lambda = 4.98 \text{ horas}$$

ii) Mantenimiento no continuado en tiempo adverso

En este caso las ecuaciones 14.44 a 14.46 pueden usarse para obtener:

$$\lambda_{pm} = \frac{1 \times 0.2 \times 8 + 1 \times 0.2 \times 8 + 1 \times \frac{8}{200} \times 40 \times 2 + 1 \times \frac{8}{200} \times 40 \times 2}{8760} = 1.10 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$U_{pm} = \left(1.83 \times 10^{-4} \times \frac{8 \times 10}{8 + 10} \right) \times 2 + 3.65 \times 10^{-4} \times \left(\frac{8 \times 10}{8 + 10} + 2 \right) \times 2 = 6.33 \times 10^{-3} \text{ horas / año}$$

$$r_{pm} = 5.75 \text{ horas}$$

Resultados estos que otra vez son combinados con los valores apropiados para salidas forzadas sobrepuestas.

Un conjunto similar de resultados pueden obtenerse si el mantenimiento es continuado en tiempo adverso usando las ecuaciones 14.41 a 14.43.

14.7.9. Aplicación a sistemas complejos

En las secciones previas, las técnicas para considerar el tiempo adverso y el tiempo normal han sido aplicadas a un sistema paralelo simple. La mayoría de los sistemas sin embargo, son más complejos que este ejemplo particular. Las técnicas pueden aplicarse a sistemas más complejos con poca dificultad. Dos modelos básicos pueden usarse: El primer método requiere la deducción de los modos de falla o conjuntos de cortes mínimos, en tal caso las técnicas y ecuaciones anteriores pueden aplicarse a cada uno de estos modos de falla y los índices del punto de carga pueden luego ser evaluados, combinando los índices dados por cada evento de falla que contribuye. El segundo método, que puede ser útil como una solución parcial, particularmente en el caso de cálculos a mano, consiste en usar total o parcialmente una solución de reducción de circuito. Esto requiere evaluar los índices equivalentes de los componentes.

Estos métodos pueden ser ilustrados por medio del anillo de distribución mostrado en la Figura 14.12. En este ejemplo, asúmase que cada distribuidor 1, 2, 3 y 4 tiene los mismos datos de confiabilidad de componentes especificados en la sección 14.7.6 (a) y de nuevo se asume $N = 200$ horas y $S = 2$ horas.

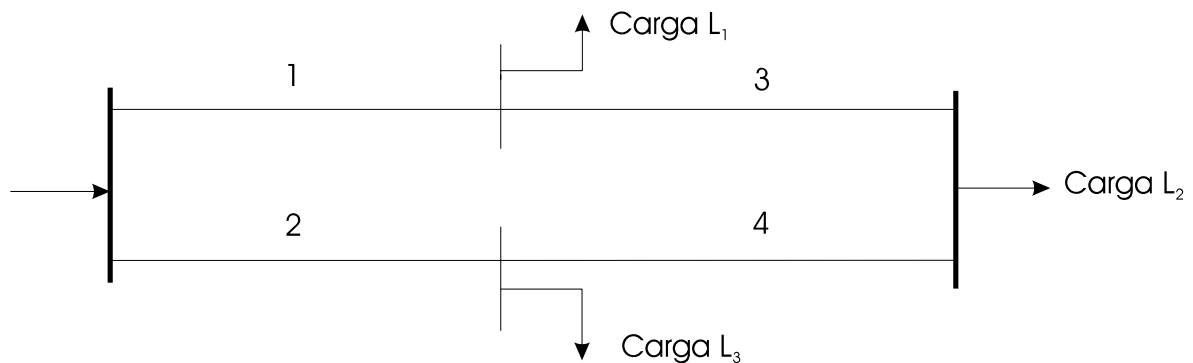


Figura 14.12. Sistema de distribución en anillo.

a) Método de modos de falla

Los modos de falla para cada punto de carga de la Figura 14.12, son mostrados en la Tabla 14.12. Cada modo de falla es un evento de segundo orden y las técnicas y ecuaciones previas pueden ser aplicadas directamente a cada uno. Considerar solamente el punto de carga L_2 . Los índices para cada evento de falla son idénticos a los evaluados en la sección 14.7.6 (c). Por lo tanto, los índices totales del punto de carga son:

$$\lambda = 4 \times 6.45 \times 10^{-3} = 2.58 \times 10^{-2} \text{ fallas / año}$$

$$U = 4 \times 3.23 \times 10^{-2} = 1.29 \times 10^{-1} \text{ horas / año}$$

$$r = \frac{U}{\lambda} = 5 \text{ horas}$$

Tabla 14.12. Modos de falla para el sistema de la Figura 14.12.

Modos de falla de los puntos de carga		
L ₁	L ₂	L ₃
1+2	1+2	1+2
1+3	1+4	2+3
1+4	2+3	2+4
	3+4	

b) Incluyendo reducción del circuito

El número de veces que las ecuaciones deben ser aplicadas es reducido si los componentes serie de la Figura 14.12 son primero reducidos a un componente equivalente. Los eventos de falla sobrepuestos del circuito reducido pueden luego deducirse y aplicar las ecuaciones apropiadas. Los eventos de falla reducidos para la Figura 14.12 se muestran en la Tabla 14.13.

Tabla 14.13. Eventos de falla reducidos para el sistema de la Figura 14.12.

Punto de carga	Eventos de falla
L ₁	1 + (2, 3, 4)
L ₂	(1, 3) + (2, 4)
L ₃	(1, 3, 4) + 2

Existe ahora solo un evento de falla para cada punto de carga y por tanto, las ecuaciones pueden ser aplicadas solamente una vez para cada uno de los puntos de carga.

De nuevo considérese el punto de carga L₂. Los índices de los componentes equivalentes pueden evaluarse a partir del principio de sistema serie.

$$\lambda(\text{componente equivalente } 1,3) = \sum \lambda = 0.20 + 0.20 = 0.40 \text{ fallas/año de tiempo normal}$$

$$\lambda'(\text{componente equivalente } 1,3) = \sum \lambda' = 40 + 40 = 80 \text{ fallas/año de tiempo adverso}$$

$$U(\text{componente equivalente } 1,3) = \sum \lambda r = 0.20 \times 10 + 0.20 \times 10 = 4 \text{ horas/año de tiempo normal}$$

$$U'(\text{componente equivalente } 1,3) = \sum \lambda' r = 40 \times 10 + 40 \times 10 = 800 \text{ horas/año de tiempo adverso}$$

$$r(\text{componente equivalente } 1,3) = \frac{\sum \lambda r}{\sum \lambda} = \frac{\sum \lambda' r}{\sum \lambda'} = 10 \text{ horas}$$

Los índices son los mismos para el componente equivalente (2,4) puesto que todos los componentes son considerados idénticos. Los dos valores anteriores son substituidos en las ecuaciones 14.27b, 14.28, 14.29b y 14.30 a 14.33. Los índices de confiabilidad del punto de carga L₂ serán evaluados como:

$$\lambda = 2.58 \times 10^{-2} \text{ fallas / año, } r = 5 \text{ horas, } U = 1.29 \times 10^{-1} \text{ horas / año}$$

Resultados que son idénticos a los evaluados anteriormente.

El mismo principio puede aplicarse en el caso de los puntos de carga L₁ y L₃ y se le deja al lector la tarea de completarlos.

CAPÍTULO 15

LINEAMIENTOS GENERALES PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO [102]

15.1. Introducción

El siguiente es un resumen del documento de Christensen Associates, Consultores Unidos S.A. y Econometría S.A. denominado "Asesoría para el desarrollo regulatorio de la calidad del servicio para el sector eléctrico colombiano".

El sector eléctrico de nuestro país ha sufrido rigurosos cambios en los últimos años. Se estableció un nuevo marco regulatorio, se independizaron servicios que antes se prestaban de manera integrada y los servicios de generación y comercialización se abrieron a la competencia. La eficiencia ha ido mejorando paulatinamente, los costos de generación han bajado un poco y se consolidó el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En lo relacionado con la calidad del servicio en el área distribución y en el mercado minorista aún queda mucho por hacer. La resolución de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) 070 de 1998 expidió el "Reglamento de Distribución", las resoluciones 025 y 089 de 1999 reglamentan las normas sobre la calidad de la prestación del servicio para los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y para los Sistemas de Distribución Local (SDL).

Los objetivos básicos de la reglamentación de la calidad son:

- Establecer criterios de la calidad de potencia suministrada y del servicio prestado para el STR y el SDL.
- Definir indicadores adecuados para nuestro medio de la calidad mínima de la potencia suministrada y del servicio prestado.
- Establecer criterios de responsabilidad y de compensación para la calidad del servicio.

En Colombia la CREG es la encargada de reglamentar la calidad de la energía eléctrica que se suministra a los usuarios, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) debe evaluar el desempeño de las empresas de servicios públicos basada en los criterios definidos por la CREG.

La reglamentación de la calidad del servicio contribuirá a reestructurar la industria y mejorar la confiabilidad y eficiencia del servicio de electricidad.

Para mejorar la calidad el servicio de energía eléctrica es necesario:

- Verificar y/o definir los criterios mediante los cuales se medirá la calidad el servicio.
- Definir mecanismos físicos y desarrollar los procedimientos mediante los cuales se puedan cuantificar los criterios de desempeño aplicables a cada servicio.
- Establecer un sistema de compensaciones de incentivo a los operadores de red para cumplir con sus metas.

15.2. Indicadores de seguimiento de la calidad

El reglamento de distribución, es el principal documento regulador de la calidad del servicio de energía eléctrica en nuestro país. La calidad el servicio de los STR y SDL incluye los siguientes dos conceptos: calidad de la potencia suministrada y calidad del servicio prestado.

15.2.1. Calidad la potencia suministrada

El reglamento establece que los Operadores Regionales (OR) son responsables de la identificación de las causas de los problemas de potencia y de hacer que éstos se corrijan en un mes. Si la causa es un usuario y su carga y el problema no se corrige en el período fijado, se debe proceder a la desconexión.

Los estándares de calidad están determinados por las normas: NTC 1340 para frecuencia y tensión, IEEE 519 para armónicos y flicker, y la IEEE 1159 para transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión. Adicionalmente, el reglamento de distribución establece que las distribuidoras u OR deben disponer de equipos que permitan monitorear estos estándares de calidad. Para cubrir los perjuicios causados por deficiencias de calidad de potencia suministrada, los OR deben separar el 5% del ingreso del año anterior para compensar a los usuarios afectados.

Los elementos que caracterizan la calidad de potencia suministrada son los siguientes:

15.2.1.1. Frecuencia

La frecuencia no se ve afectada significativamente por las acciones de las empresas distribuidoras. Sin embargo, dado que el OR es el responsable de la calidad de la potencia suministrada y por el servicio prestado a los usuarios conectados al sistema, le corresponde también replicar contra los terceros que originan el problema.

15.2.1.2. Tensión

La calidad potencia está definida por la calidad de tensión cuyos indicadores son:

- Frecuencia en Hz.
- Magnitud de la tensión, en VRMS.
- Desbalance, en %.
- Forma de onda, expresada por intermedio de componentes armónicas.
- Envolvente o modulación de la amplitud, expresada en términos de flicker.
- Distorsiones rápidas de la forma de onda, originadas por interferencias electromagnéticas.
- Potencias reactivas, expresadas en términos del factor de potencia.

Las tensiones de estado estable a 60Hz y la variación admisible de la magnitud de su valor RMS, están establecidas por la norma NTC 1340/98 para tensiones que se aplican en sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión de energía eléctrica, que no coinciden realmente con los niveles y definiciones de la CREG.

Es práctica corriente además, definir magnitudes de estado estable y transitorios mediante curvas de duración de tensión, como las que la IEEE normalizó a partir de las curvas CBEMA (norma IEEE-446).

La adopción de dicha norma IEEE de uso internacional tiene una franja para la tensión de +6% a -13% en lugar de la NTC 1340 de +5% a -10%, más acorde con los circuitos de distribución secundarios de nuestro país y significaría también la tolerancia de tensiones crecientes durante períodos decrecientes (en milisegundos), que de todas maneras se producen y se pueden medir con facilidad.

15.2.1.3. Armónicos

En Colombia, los problemas de reactivos y de armónicos se encuentran tan sólo en algunos pocos alimentadores que abastecen a usuarios industriales, muy identificables. Sin embargo, los problemas de los reactivos originados por la distorsión de la onda crecen en tal forma que los límites recomendados por la IEEE 519/92, invocada por el reglamento de distribución, son adecuados y la posibilidad de sobrepasarlos es mayor para los alimentadores industriales y será baja para los alimentadores residenciales y comerciales, sin perjuicio de nadie, aún en el crecimiento del problema a largo plazo.

Con frecuencia se confunden causas y efectos cuando se trata de armónicos de corriente y de tensión. Debe tenerse claro que el control sobre la magnitud de armónicos de corriente inyectada al sistema tiene lugar en la instalación del usuario final. Ahora, asumiendo que la inyección de corriente está dentro de los límites razonables, el control de la distribución de la tensión es ejercido por la entidad que tiene control sobre la impedancia del sistema (la empresa de distribución). Así pues, es la distorsión armónica de la tensión el aspecto que se debe involucrar en la regulación y no la distorsión armónica de la corriente.

15.2.1.4. Flicker

Las fluctuaciones en la amplitud de la tensión a 60Hz, originan una onda envolvente, o de modulación de amplitud sobre una portadora de frecuencia industrial. Este fenómeno es llamado "Flicker", parpadeo o titilación, por el efecto visual y periódico que originan en los aparatos de iluminación con frecuencias comprendidas entre 0 y 30Hz. Es apenas obvio que la frecuencia de la onda moduladora puede no sobrepasar la de 60Hz de la portadora.

Difícilmente se originan en el OR, pero éste es el encargado de tomar las acciones necesarias para evitar las deficiencias en el servicio que se pueden producir a los usuarios diferentes a los que las originan. Además, como en el caso de los armónicos, el OR suele tener el control sobre la impedancia del sistema de la cual depende la magnitud del flicker de tensión que es el que realmente afecta al vecindario.

15.2.1.5. Factor de potencia

No parece adecuado definir un componente de factor de potencia independiente como indicador de la calidad de potencia. Se sugiere incluirlo en el indicador de magnitud de la tensión porque:

- Su origen está en la carga misma y es controlado por las empresas y reglamentado por la CREG, y los excesos son facturados.
- La parte imputable a la empresa distribuidora depende de las características físicas del sistema y se refleja directamente en la tensión y sus demás atributos.

15.2.1.6. Transitorios electromagnéticos

Aunque se define como un componente regulable, el OR los origina ocasionalmente pero es más común que los origine el usuario y afecte a otros. El OR está autorizado a intervenir y aún a desconectar al usuario sólo si el problema es realmente grave.

15.2.2. Calidad del servicio prestado

15.2.2.1. Los índices

El reglamento de distribución define los siguientes índices de confiabilidad para regular la calidad del servicio:

- Índice de duración equivalente de las interrupciones del servicio a nivel de circuito DESc, el cual se obtiene acumulando el tiempo en horas, de las interrupciones del servicio en un circuito durante el último año.
- Índice de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio a nivel de circuito FESc, el cual se obtiene acumulando el mínimo de interrupciones del servicio en un circuito durante el último año.

Para el cálculo de estos índices, se excluyen: las interrupciones menores de tres minutos, los racionamientos programados del sistema eléctrico nacional, las interrupciones por seguridad ciudadana y las interrupciones del servicio por incumplimiento del contrato de servicio y los eventos de fuerza mayor.

Desde el punto de vista del OR, el índice FES está relacionado con la operación del sistema y depende de los recursos humanos y materiales existentes para recuperar el sistema después de cada interrupción (vehículos, comunicación, entrenamiento, calidad del personal, instrumentos y métodos de trabajo). El índice FES está relacionado con la estructura del sistema y de sus protecciones, representa la situación de la empresa en cuanto a inversión y mantenimiento, y caracteriza la vulnerabilidad del sistema frente al medio ambiente.

Desde el punto de vista del usuario, el índice FES representa un costo fijo imputable al hecho de tener el servicio interrumpido, independiente de su duración. Especialmente para los usuarios industriales, el hecho mismo de una interrupción del servicio puede afectar los procesos, incurriendo en pérdidas de materiales y costos de reencendido. El índice DES por el contrario, representa un costo variable representado por una menor producción y por lo tanto, un incumplimiento en sus entregas o una disminución en las ventas. Para el usuario residencial no es claro si la valoración de la duración y frecuencia de las interrupciones es diferente y en qué medida. Ésto está relacionado con la conveniencia de incluir o no las interrupciones programadas para la contabilización de los indicadores de calidad. Incluir las supone que el usuario puede acudir a medidas remediales (si es preavisado) para disminuir el costo que representa la interrupción del servicio. Excluir las estimula a las OR a incrementar los costos, programando interrupciones en circuitos vulnerables que tienen alta probabilidad de sobrepasar las metas, bajando así la calidad del servicio.

Las interrupciones con preaviso generalmente son el resultado de la capacidad insuficiente de generación y/o transmisión, lo que no es responsabilidad de la compañía de distribución. Sin embargo, las interrupciones con preaviso pueden corresponder a remodelación de las redes de distribución.

Se debe implementar un esquema de registro de las interrupciones programadas para que su contabilización esté de acuerdo con la valoración que el usuario hace del costo de la interrupción.

Criterios para evaluar la gestión de calidad de los operadores de red

1. Indicadores de gestión previstos en la regulación vigente

El reglamento de distribución prevé el cálculo de los indicadores de gestión para ser aplicados a los OR (durante el período de transición que terminó el 31 de Diciembre de 2002):

$$DES_n = \sum_{J=1}^{NT} \left[\frac{U_a(J)}{U_n(J)} \cdot t(J) \right] \quad FES_n = \sum_{J=1}^{NT} \left[\frac{U_a(J)}{U_n(J)} \right] \quad (15.1)$$

Donde: t(J) es la duración de que la interrupción
 U_a son los usuarios afectados
 U_n son los usuarios totales
 NT es el número interrupciones

Este indicador genera un promedio ponderado del DES y el FES utilizando como ponderador la proporción de usuarios afectados en cada nivel de tensión.

2. Indicadores de confiabilidad promedio

En general, los índices de confiabilidad están expresados en función del número de interrupciones y de la duración de las mismas, las cuales se pueden combinar en distintas formas. Las más utilizadas son:

- FES y DES promedio de los circuitos de una empresa:

$$FES \text{ promedio simple} = \sum_{e=1}^{nc} \frac{FES_c}{nc} \quad (15.2)$$

de manera análoga se calcula el DES promedio simple.

$$FES \text{ promedio ponderado} = \sum_{e=1}^{nc} \frac{FES_c}{U_{tot}} \cdot U_c \quad (15.3)$$

$$FES \text{ promedio ponderado} = \sum_{e=1}^{nc} \frac{FES_c}{P_{tot}} \cdot P_c \quad (15.4)$$

donde:

n es el número de circuito del OR.
 U_c: proporción de usuarios de cada circuito
 P_c: proporción de potencia instalada en cada circuito
 U_t: número total de usuarios del OR
 P_t: potencia total instalada del OR

- La duración media de interrupciones registradas para un circuito o promedio de circuitos está por:

$$\frac{DES_c}{FES_c} \quad \text{ó} \quad \frac{\overline{DES}}{\overline{FES}} \quad (15.5)$$

- La duración promedio de las interrupciones por periodo para un circuito o promedio de circuitos está dada por:

$$\frac{\text{DESc}}{m} \quad \text{ó} \quad \frac{\overline{\text{DES}}}{m} \quad (15.6)$$

donde m es el número de veces que el periodo se repite en el año ($12 =$ mensual, $4 =$ trimestral, etc) y FESc es el FES del circuito o promedio circuitos de un empresa, acumulado para un año.

- Energía no servida ENS (kWh por período): no es posible medirla directamente. Puede usarse la última medida realizada y extrapolarla, usar curvas de energía típicas por tipos de clientes, etc.

3. Indicadores de gestión gerencial

Todo los indicadores sirven para medir la efectividad de los correctivos que la empresa tiene para mejorar los niveles de confiabilidad, se puede pensar en hacer seguimiento a los indicadores de las acciones concretas de la empresa mediante:

- Tiempo promedio de atención de fallas.
- Porcentaje de mecanismos efectivos de recierre en servicio.
- Porcentaje de circuito con redundancia o respaldo (alimentando por otro lado).
- Valor de las compensaciones de un período.

15.2.2.2. Las metas de calidad

La Tabla 15.1 muestra las metas de calidad fijadas para el año 2002 para cada uno de los grupos de circuitos.

Tabla 15.1. Metas vigentes para los indicadores de calidad del servicio prestado.

Grupo de circuitos	Numero de habitantes	DESc	FESc
1	>100000	12	18
2	5000 – 100000	12	18
3	< 50000	12	18
4	Rural	12	18

También se evaluarán los DES y FES a nivel de usuario, pero como cada usuario es propietario de su acometida y de su contador de energía, la medición a nivel de usuario debe considerarse equivalente a la medición en el transformador de distribución agregando las novedades que se presenten en las líneas primarias y secundarias y en transformadores.

En Colombia, los circuitos rurales son vulnerables y se hace difícil cumplir con las metas, mientras que los circuitos urbanos sí se acomodan a las metas.

15.2.2.3. Compensaciones a los usuarios

Para el cálculo de las compensaciones a pagar por parte de los OR a los usuarios, el reglamento de distribución utiliza el primer escalón de costos mínimos de racionamiento que calcula la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y, que se refiere al costo del esquema óptimo de racionamientos programados para ahorrar un nivel determinado de energía e incluye la suspensión del servicio a los usuarios que muestran una menor valoración de la energía, en horas y días en donde se pueda ahorrar mayor cantidad de energía infringiendo el menor costo.

Para los planeadores y reguladores es difícil valorar unos costos de interrupción que varían entre los usuarios por la duración de la interrupción, la magnitud y por la hora y el día en que se presenta dicha interrupción.

Las variaciones pueden explicarse por las siguientes características:

- La magnitud de la interrupción experimentada por el usuario, es decir, los kWh no servidos.
- El uso de la energía eléctrica, donde el desglose de los usuarios en cuatro grupos (industrial, comercial, residencial urbano y residencial rural) explica las diferencias grandes en el costo de la interrupción por kWh no servido.
- El tiempo de las interrupciones, que debe tener en cuenta:
 - La duración de la suspensión.
 - El preaviso de las interrupciones programadas ya que las interrupciones sin preaviso son más costosas para los usuarios que las suspensiones con previo aviso.

El siguiente paso es la combinación de estas observaciones en cuanto a sus implicaciones de política sobre la regulación de la confiabilidad del servicio prestado.

15.2.2.4. Periodo de verificación de los indicadores

El periodo de registro de los indicadores DES y FES por parte de las empresas de acuerdo con el reglamento de distribución es mensual y el reporte a la SSPD debe ser trimestral. La resolución 89/99 determinó que a partir del año 2001, los pagos de las compensaciones se deben liquidar trimestralmente y el cumplimiento de las metas también debe ser cada tres meses.

15.2.2.5. Participación del usuario

En el reglamento de distribución, la participación del usuario se reduce a mencionar que los usuarios podrán solicitar mejores niveles de calidad si asumen los costos que esto conlleva y que tienen derecho a reclamar por los índices DES y FES reales que ellos pueden registrar. De hecho, el artículo 137 de la ley 142 de 1994 establece las reparaciones a que tiene derecho el usuario cuando se presenta una falla en la prestación del servicio.

Se considera necesario que la regulación permita al usuario asumir un papel más activo en el proceso de mejoramiento de la calidad del servicio como se plantea a continuación:

- Es indispensable que el usuario conozca sus derechos.
- Que el usuario exprese sus opiniones ante los funcionarios del OR y la SSPD.
- Que el usuario colabore con la empresa en la ubicación rápida de las fallas.
- Promover desarrollos que permitan la atención rápida de la falla.
- Incorporar sistemas de comunicación con el usuario y sistemas georeferenciados de atención de reclamos.
- Mejorar las comunicaciones internas, transporte y demás, necesarias para la atención de daños que generen interrupciones.

15.2.3. Evaluación del marco regulatorio existente

En la Tabla 15.2 se ilustra la efectividad esperada de los indicadores propuestos por el reglamento de distribución, en relación con la calidad de la potencia suministrada y con el servicio prestado.

Tabla 15.2. Criterios que caracterizan una regulación económicamente efectiva.

Servicio con pocos proveedores. Componente mensurable.	Los usuarios valoran realmente la componente?			El OR tiene influencia directa sobre la componente?
	Residencial	Comercial	Industrial	
Frecuencia	Si	Si	Si	No
Voltaje	Si	Si	Si	Si
Armónicos	No	No	Si	Si (1)
Flicker	Si	Si	Si	Si (1)
Factor de potencia	No	No	Si	Si (1)
Transitorios EM	Si	Si	Si	Si (1)
DES	Si	Si	Si	Si
FES	Si	Si	Si	Si

(1) La empresa puede originarlos ocasionalmente pero más corrientemente. Cuando el problema sea causado por un usuario y afecte a otros, la empresa debe intervenir y aún desconectar al usuario en forma inmediata a su identificación plena cuando el problema sea grave.

15.2.3.1. Calidad de la potencia suministrada

Los indicadores DES y FES a nivel de usuario y circuito se consideran apropiados con la siguientes observaciones y recomendaciones acerca de su aplicación y medición:

- Contabilizar las interrupciones programadas de acuerdo con la valoración que el usuario hace de el costo de la interrupción en condiciones de aviso previo.
- Para circuitos urbanos la calidad exigible está cerca de las metas actuales, y para los circuitos ramales, existe una mayor vulnerabilidad y se debe mantener una formulación diferenciada de metas.
- Es importante que la regulación establezca las características de los aparatos registradores para las interrupciones en las subestaciones, de manera que la medición sea homogénea y comparable de una subestación a otra y entre subestaciones de diferentes OR.
- Se debe definir el alcance de los reportes de eventos ocurridos tanto en transformadores como en la troncal principal y las derivaciones primarias y secundarias de la red de distribución, de forma que se puedan obtener indicadores a nivel de usuario final.
- El valor de los pagos por compensaciones se debe calcular de acuerdo a la valoración que hacen los usuarios de la energía no servida.
- El periodo trimestral de evaluación de los indicadores, con una meta igual para todos los trimestres, representa una exigencia mayor en algunos periodos, especialmente en algunas regiones con fuentes estacionalizadas climáticas.
- Es necesario que la regulación permita al usuario asumir un papel más activo en el proceso de mejoramiento de la calidad del servicio.

15.2.4. Recomendación de enfoques

La asesoría para el desarrollo regulatorio de la calidad del servicio al sector eléctrico colombiano realizada por Christensen Associates, Consultores Unidos S.A., y Econometría S.A., en su informe final para la CREG hace recomendaciones que se resumen así:

15.2.4.1. Enfoques regulatorios

- **Monitoreo de quejas:** este esquema es generalmente usado en países donde ya se han alcanzado altos niveles de calidad y el objetivo principal del regulador es mantener esos niveles más que

impulsar su mejoramiento. En algunas empresas existen sistemas de atención de reclamos similares. En el caso de Colombia, el nivel general de la calidad del servicio de energía eléctrica aún es bajo, y aunque existen algunas diferencias apreciables entre empresas, ninguna ha alcanzado niveles que permitan una mejoría de calidad apreciable por el consumidor. El número de quejas en la SSPD puede confirmar el efecto que los problemas de calidad están causando al usuario final.

- **Incentivos a la calidad:** un plan de incentivos a la calidad de prestación del servicio es una forma de regulación mediante indicadores de referencia que premian y/o penalizan una empresa de servicio dependiendo de la relación entre la calidad medida y sus indicadores de referencia. Existen los siguientes planes:
 - Plan de incentivos simétrico: tiene castigos y premios unitarios equivalentes y es el ideal a largo plazo.
 - Plan de incentivos asimétrico: penaliza a las empresas distribuidoras con un castigo diferente al valor del premio que correspondería a una mejoría de igual magnitud en los indicadores de referencia. Era el recomendado para el periodo de transición que terminó el 31 de diciembre de 2002.
 - Plan de incentivos completamente asimétrico: tiene sólo castigos.

15.2.4.2. Componentes básicas de los planes de incentivos a la calidad de prestación del servicio

15.2.4.2.1. Indicadores de la calidad de prestación del servicio del OR

- **Selección de los indicadores de calidad.**
- **Categorías generales de los indicadores:**
 - Indicadores de confiabilidad: miden la continuidad del servicio mediante la frecuencia y la duración de las interrupciones.
 - Indicadores de satisfacción del usuario: incluirían encuestas de satisfacción global de los usuarios o lo que califican de bueno, regular o malo.
 - Indicadores basados en reclamos telefónicos.
 - Indicadores de medición y facturación.
 - Indicadores de los servicios *in situ* no relacionados directamente con la confiabilidad.
 - Indicadores del servicio en relación con la seguridad del usuario.
 - Otros indicadores misceláneos.
- **Mediciones específicas de calidad:** se obtienen de los sistemas en operación como los informes sobre la confiabilidad a nivel del sistema y sobre circuitos que continuamente se desempeñan en forma deficiente. También, el tratamiento que se le da a los eventos imprevistos (tormentas, sismos, incendios, etc.) y los indicadores que reflejan el impacto de eventos aleatorios que se presenta una sola vez.
- **Selección global de indicadores:** una estrategia para demostrar que una lista relativamente corta de indicadores es suficiente, es mostrar la evidencia de que los indicadores seleccionados para el plan son solamente valorados por los usuarios.

El plan de incentivos no debe concentrarse en algunos aspectos del servicio al usuario mientras se ignoran otros, ya que esto puede permitir que el servicio se deteriore en áreas que no están explícitamente cubiertas.

15.2.4.2.2. Patrones de referencia de calidad de prestación del servicio

Éstos no deben estar individualmente influenciados por eventos aleatorios o imprevistos. No existen normas de calidad universalmente aceptadas en el sector eléctrico, de manera que los reguladores tienen un margen considerable de discrecionalidad para la fijación de patrones de referencia apropiados. En planes de incentivos se usan varios métodos entre los cuales están:

- Desempeño histórico de la compañía.
- Desempeño histórico ajustado.
- Indicadores de referencia promedio del sector eléctrico.

15.2.4.2.3. Medios para evaluar la calidad del servicio

El desempeño superior al patrón de referencia indica una calidad aceptable y un posible premio. El desempeño que se queda corto con respecto al patrón de referencia indica una calidad inaceptable y puede justificarse una sanción. Existen dos métodos: el primer método es el **método indicador por indicador**, que aplica castigos o premios directamente sobre el desempeño de cada indicador relativo al patrón de referencia asociado. Proporciona incentivos fuertes para que las empresas mantengan altos niveles de calidad del servicio sobre todos los indicadores seleccionados.

El segundo método evalúa la calidad del servicio mediante un índice de **calidad del servicio global**, tomando un promedio ponderado del desempeño sobre los indicadores de calidad en el plan. Este método proporciona mayor flexibilidad a las empresas de servicio electricidad para mejorar el servicio a los usuarios y permite que unas disminuciones en algunos indicadores sean compensadas con mejoramiento en otros sin que el servicio esté necesariamente sujeto a sanciones.

Valoración de los usuarios: pueden usarse tres métodos básicos para estimar el valor de la calidad del servicio:

- Información representativa relacionada con el atributo de servicio: el costo de oportunidad del tiempo promedio del usuario cuando espera un servicio solicitado que no llega y que puede ser aproximado a los salarios perdidos de los usuarios.
- Medidas basadas en el mercado para el valor del servicio: por ejemplo, la diferencia entre las tarifas para energía firme e interrumpible, o el uso de índices de precios basados en la satisfacción del usuario.
- Análisis conjunto: basados en encuestas a la medida para concentrarse en aspectos específicos de las empresas de servicio, pero los resultados pueden reflejar percepciones subjetivas en lugar del comportamiento del consumidor real.

15.2.4.2.4. Mecanismos para determinar las cargas en función de la calidad de prestación del servicio

Se presentan los siguientes aspectos.

- **Mecanismo de premios-simetría:** el elemento final en un plan de incentivos a la calidad del servicio es el mecanismo utilizado para premiar o penalizar a la empresa de servicio por su desempeño en calidad. Un mecanismo de premios logra esto vinculando la evaluación de calidad a un cambio de tarifas. El tema fundamental que se debe decidir con respecto al mecanismo de premio, es si éste será simétrico o asimétrico. Algunas veces se argumenta que sólo los planes de incentivos asimétricos de calidad del servicio son apropiados para evitar deterioro de la calidad. Puede afirmarse también, que los planes de incentivos simétricos son más apropiados para empresas del servicio aunque son más consistentes con el comportamiento de los mercados no regulados. En los mercados

competitivos es rutina que los usuarios paguen precios más altos por productos de calidad más alta y un plan de incentivos simétrico a la calidad del servicio puede reflejar este comportamiento.

- **Magnitud de los castigos y de los premios:** en teoría depende de la valoración que el usuario da a los atributos de calidad. La valoración crítica es la forma en que los usuarios estarían dispuestos a pagar en total por el mejoramiento de calidad o a aceptar en compensación cuando la calidad disminuye.
- **Propuesta de compensación:** la estructura del mecanismo de premios y castigos debería basarse en la valoración que el consumidor dé a la calidad y al costo de alcanzar calidad. Como tal, la determinación de un mecanismo apropiado de estructuras de incentivos es un tema empírico. En el caso colombiano, las preguntas empíricas son:
 - Cuánto están dispuestos a pagar los consumidores colombianos por un servicio de mejor calidad?
 - Cuál es el costo marginal, para una compañía de distribución colombiana de proveer una mejor calidad del servicio?

Además, es importante que las respuestas a estas preguntas se determinen con datos colombianos. Aunque la comparación con la experiencia internacional puede ofrecer alguna información útil, los verdaderos costos y beneficios de proveer diversos niveles de calidad de servicio pueden ser únicamente determinados con datos colombianos, teniendo en cuenta factores como experiencia, expectativas y voluntad de pago.

15.3. Análisis de los niveles de gestión de calidad

15.3.1. Cuantificación de la disponibilidad a pagar de los consumidores por la calidad del servicio

La metodología más ampliamente usada, se basa en las encuestas tanto en el sector residencial como en los sectores comercial e industrial, que indagan sobre diversos aspectos de los costos de eventuales racionamientos. Con la información de las encuestas se determina mediante un procedimiento de minimización de costos, las curvas de los costos de racionamientos bajo esquemas óptimos de interrupciones programadas.

El reglamento de distribución que prevé el uso del costo del racionamiento para valorizar la energía no servirá durante las interrupciones del servicio, en el cálculo de las compensaciones por incumplimiento de los valores máximos admisibles de los indicadores. Esto se sustenta en la mayor valoración que dan los usuarios a la energía en una situación de interrupción del servicio.

Sin embargo, el cálculo del costo de racionamiento se hace sometiéndolo al primer escalón de la curva de costos mínimos de racionamiento que publica la UPME periódicamente, lo que resulta en una subestimación del verdadero costo de interrupción, pues dicho escalón considera sólo el costo de interrupciones programadas y no forzadas y supone un costo en el esquema de racionamiento implementado. Es necesario ajustar estos costos, para tener en cuenta las interrupciones forzadas.

Otro problema a considerar es que los costos de interrupción son fijos (independientes de la duración). Un problema adicional es la incorporación del costo de la calidad de la potencia y la valoración de esta calidad a los usuarios. Estos costos tienden a ser más bajos que los costos de calidad del servicio, pero no existe información que permita estimar el valor que los usuarios le dan a este comportamiento de la calidad.

Resulta conveniente entonces, que los pagos a los usuarios se calculen usando para el costo de racionamiento unos nuevos valores calculados con base en las encuestas. El valor del parámetro CR (tabla

de compensación) previsto por el reglamento de distribución, se encuentra entonces, multiplicando el factor R de la Tabla 15.3 por las tarifas correspondientes a cada tipo de usuario.

$$CR_i = \text{tarifa} \cdot R \quad (15.7)$$

Tabla 15.3. Factores para obtener la tasa de compensación.

Factores R	Valor recomendado	Rango de valores recomendados
Residencial (Rural)	15	5 – 50
Residencial (Urbano)	25	10 – 100
Comercial	75	25 – 200
Industrial	115	50 – 200
Estos valores se calculan suponiendo que el 25% de las respuestas cero son de protesta.		

Por ejemplo, supóngase que para el sector industrial la tarifa es de 120\$/kWh. El factor recomendable de costos de racionamiento es 115.

Entonces, $CR = \$120/\text{kWh} \cdot 115 = \$13800/\text{kWh}$.

Bajo un enfoque totalmente simétrico, las retribuciones que pagaría el distribuidor por ofrecerle niveles de calidad mejores que el del estándar se deberían valorar con el mismo CR. Esto se justifica teniendo en cuenta que ésa es la valoración del usuario base del kWh no servido.

Existe también la alternativa de definir un enfoque parcialmente simétrico, en el cual se consideraría el usuario de manera diferente cuando retribuye una mejor calidad que cuando es compensado por una peor. En este caso, podrían tenerse en cuenta para las retribuciones factores inferiores a los recomendados, aunque se sugiere que no fueran menores al inferior del rango especificado en la Tabla 15.3.

Periódicamente, la CREG deberá realizar y estimar los costos de interrupción de los clientes, pero deben existir reglas de juego estables y consistentes con las cuales los distribuidores puedan contar, de manera que se eviten ajustes continuos de metas e incentivos que puedan cambiar la valoración del cliente.

15.3.2. Cuantificación de los indicadores de gestión del suministro eléctrico y de servicio al cliente

La información cuantitativa acerca de la calidad del servicio, se debe obtener de la siguiente manera:

15.3.2.1. Recopilación y análisis de la información sobre empresas distribuidoras

Se visitan directamente las empresas distribuidoras y especialmente sus subestaciones y áreas de influencia más significativas. En forma complementaria y con la colaboración de las empresas, se elabora una encuesta de procedimientos sobre el reporte de la calidad a la SSPD y un censo de alimentadores acerca de sus características y de las subestaciones y cargas asociadas. Entre la CREG y las empresas se discuten y perfeccionan los formularios. El objetivo es obtener datos directos y específicos de calidad del servicio.

15.3.2.1.1. Encuesta de procedimientos

Los temas y preguntas principales sobre el recorte de la calidad a la SSPD serán las siguientes:

1) DESc y FESc. Medición en los interruptores de las subestaciones del nivel II

Se pregunta acerca de la forma de calcular indicadores DESc y FESc del alimentador en la subestación

del OR. De acuerdo con el reglamento de distribución, el cálculo de estos indicadores debe hacerse mediante medición o registros. Las opciones son:

- Medición o registro.
- Datos de las bitácoras de la subestación.
- Metodología o procedimiento de estimación.

2) DSc y FSc. Reporte de novedades de los transformadores del nivel I

Esta pregunta tiene que ver con la forma en que se determinan los valores de los indicadores para el nivel I. El OR informa acerca de cómo se determina la duración y el número de interrupciones de distribución del nivel I con base en:

- El reporte de novedades de los transformadores.
- La estadística de eventos.
- Metodología o procedimiento de estimación.

3) DSc y FSc. Ajuste

Se busca indagar acerca de qué tipo de interrupciones se descuentan en cada OR en el cálculo de los indicadores a reportar. La resolución 08 de 1999 de la CREG permite descontar las interrupciones menores o iguales a tres minutos, las opciones son las siguientes:

- Sobre las interrupciones instantáneas.
- Otras interrupciones expresamente autorizadas.
- Otras interrupciones como las originadas en recierres sucesivos como consecuencia de una falla inicial o procedimiento de localización.

4) DSc y FSc. Evaluación e información

Al respecto se hacen tres preguntas:

- Evalúa el OR, la calidad en condiciones normales de operación y mantenimiento?
- Evalúa el OR, la calidad en condiciones de contingencia?
- Mantiene disponible el OR, la información descrita en el CREG 070/98 anexo RD-1 numeral 1.5?

5) DSc y FSc. Estimación de la compensación

Se pregunta también si para estimar el valor a compensar, el OR revisa los valores DSc y FSc con relación a:

- Valores máximos admisibles.
- Vínculo cliente-transformador.
- DESn y FESn de seguimiento y por defecto.

6) DSc y FSc. Reporte a la SSPD

En cuanto al reporte que deben hacer las OR a la SSPD, se indaga acerca de la información incluida con las siguientes posibilidades:

- Valores DESc y FESc para alimentadores primarios.
- Valores DESc y FESc para circuitos que hayan excedido los valores máximos.
- Alcance mínimo según CREG 070/98 anexo RD-1 numeral 1.5.

7) Ejecución y presupuesto de proyectos de calidad para:

- Medir DESc y FESc en las subestaciones.
- Mejorar el soporte de novedades.
- Levantar el vínculo cliente-transformador.
- Instalar o poner en servicio el relé de recierre de los alimentadores.
- Instalar equipo de localización automática o manual de fallas.
- Adquirir equipo adecuado para monitorear la calidad de potencia.

Los resultados de la encuesta son útiles para interpretar los datos recopilados de los reportes a la SSPD y ayudan a la empresa en el diagnóstico del nivel actual de calidad.

8) Información adicional

- Codificación de circuitos y usuarios.
- Fecha y hora de iniciación del interrupción.
- Número de transformadores afectados por la interrupción y capacidad instalada de los usuarios.
- Fecha y hora en que se restableció el servicio.
- Causa de la interrupción.
- Número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.
- Demanda no atendida.
- Todas las variables independientes de DES y FES y valores a compensar.

15.3.2.1.2. Información reportada a la SSPD

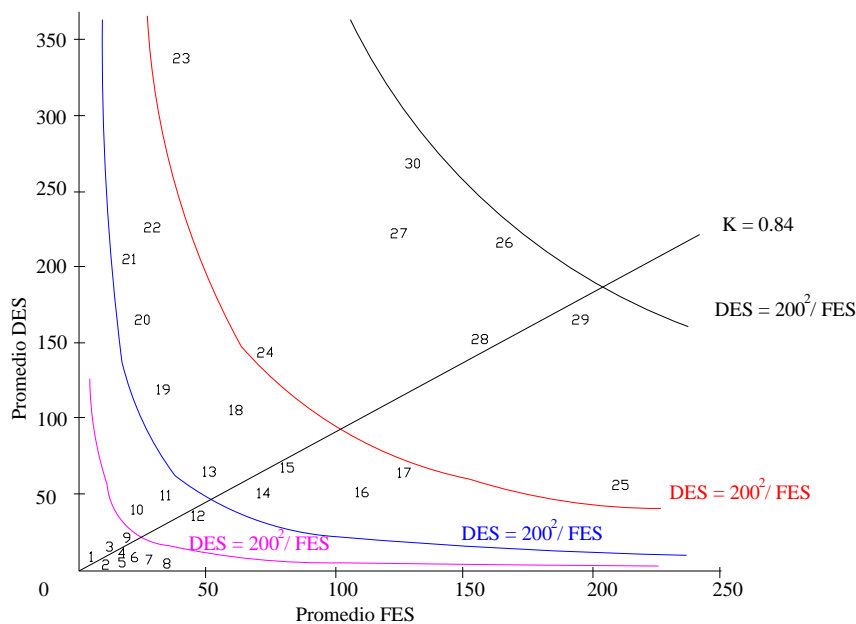


Figura 15.1. Indicadores DES y FES nacionales que se reportan a CREG y SSPD de valores promedio parciales de 1999. Nivel II de la CREG.

La Figura 15.1 ilustra los promedios simples a manera de ejemplo por empresa (numeradas en la figura) para los indicadores DESc y FESc a partir de la información parcial reportada a la SSPD. La gráfica ubica las empresas en el plano DES vs. FES. Las OR localizadas cerca del origen tienen un mayor nivel de calidad (es el caso de las empresas 1,2,3,4,5,6,7,8) y a medida que se alejan se alcanzan niveles menores de calidad del servicio prestado (es el caso de las empresas de 26,27,28,29,30).

Las líneas curvas representan la ecuación $DES \cdot FES = k$, donde k determina la línea recta que sale del origen y corresponde a los valores promedio de DES y FES.

Censo de subestaciones

La confiabilidad de una subestación depende la calidad inherente de sus transformadores principales y sistemas, y especialmente de su grado de suplencia o disponibilidad activa de más de un transformador o suficiencia.

Los cuatro datos siguientes sirven para calcular la suficiencia del equipo de una subestación. Se calcula mediante el análisis del número de transformadores, la potencia nominal, las tensiones nominales y la carga máxima diaria. Por otra parte, los elementos fundamentales para mantener la calidad de potencia en relación con los niveles de tensión exigidos son los cambiadores de derivaciones bajo carga y los bancos de condensadores.

Censo de alimentadores

Las seis características de cada alimentador son:

- Nivel de tensión CREG.
- Naturaleza urbana o rural.
- Condición de ser predominantemente aéreo o subterráneo.
- Longitud total en km.
- Número de transformadores del nivel I conectados. Excluidos los de los usuarios de los niveles II y III.
- Número de usuarios totales por nivel I, II y III.

Los seis procedimientos son los siguientes:

- Identificación, igual al rótulo de la celda o módulo.
- Existencia o no de medición específica del DESc y FESc en la subestación.
- Existencia o no del relé e recierre y duración del período del ciclo automático.
- Existencia o no del reporte de novedades sobre las salidas forzadas y programadas, originadas en las cajas primarias de los transformadores del nivel I, según CREG 070/98-5.5.3.
- Existencia o no de equipo localizador automático visual de fallas para mejorar el servicio y no afectar la vida de los equipos durante la localización de fallas por "prueba y error".
- Existencia o no del vínculo cliente-transformador.

15.3.2.2. Mediciones de campo de la calidad de potencia suministrada

El objeto de las visitas a las OR es obtener información real y completa de la cantidad de potencia suministrada en las empresas de distribución del país para poder evaluar el estado, las soluciones de mejoría del sistema y las multas alcanzables.

Se selecciona una muestra estadísticamente representativa de las empresas distribuidoras. Para cada una se diseña una muestra de los puntos a medir en base a la técnica de muestreo aleatorio estratificado, en la cual la población se divide en estratos que no se traslapan y que en su conjunto comprenden a toda la población. Se utilizan durante dos meses equipos registradores simultáneamente, específicos para medir la calidad.

Se realizan mediciones convencionales y de valores extremos para tensión, frecuencia, corriente, potencia activa y reactiva y distorsión armónica. También se realizan mediciones convencionales a eventos para obtener curvas de duración de tensión y frecuencia, y mediciones de forma de onda para captura natural y automática hasta el armónico 63.

15.3.2.3. Diagnóstico de niveles de calidad del servicio

A partir de la información obtenida tanto en las encuestas como de la SSPD se procede a analizar los niveles de los indicadores de calidad del servicio durante el año de estudio. Del total de circuitos para los cuales se tiene alguna información, se toma una muestra piloto para los cuales se encuentra información completa, fundamentalmente del nivel de tensión II.

Se usa como indicador de densidad el número de usuarios por km de red, asociado a cada uno de los circuitos de la muestra. Los circuitos más densos corresponden a circuitos urbanos, especialmente en las grandes ciudades. Los circuitos con densidad de usuarios más bajo corresponden en su gran mayoría a zonas rurales.

Así pues, la densidad expresada como usuarios/km, es además una variable que sirve como indicativo del grado de organización existente en el circuito, lo cual resulta útil teniendo en cuenta que la información que se reporta tanto en las encuestas como en los informes de la SSPD no es homogénea en el trato que se le da a esa variable.

Las diferencias en confiabilidad que presentan los circuitos rurales y urbanos obedecen a las dificultades técnicas en la administración, operación y mantenimiento en los sistemas de distribución rural. Se recomienda dar un tratamiento diferenciado a los circuitos rurales y urbanos, no sólo por las diferencias en la confiabilidad sino también por los mayores costos por usuario en los circuitos rurales y la menor disponibilidad a pagar por incrementos en calidad que se presentan en estos mercados.

15.3.2.4. Relaciones entre DESc y FESc reportados y la densidad de usuarios

Al graficar tanto el DESc como el FESc reportados en función de la densidad de usuarios, se obtiene en ambos casos una nube de puntos que se concentra cerca de los ejes con una dispersión grande del indicador en densidades bajas y menor variabilidad a niveles mayores de densidad.

Para delimitar el área de comportamiento general de los indicadores de calidad del servicio a diferentes niveles de densidad, se estima la envolvente superior de la nube de puntos mediante una regresión semilogarítmica en el caso DESc y una doble logarítmica en el caso del FESc sobre los puntos exteriores del conjunto de observaciones. En las gráficas de la Figura 15.2 se ilustra el comportamiento de la envolvente estimada, la cual representa los límites superiores de la distribución de frecuencias condicionada a valores de la densidad de usuarios.

Es importante acotar la expresión analítica de la función dentro de un rango de validez típico de las expresiones matemáticas aplicadas en ingeniería y evitar extrapolaciones matemáticas más allá del límite de los valores o puntos reales.

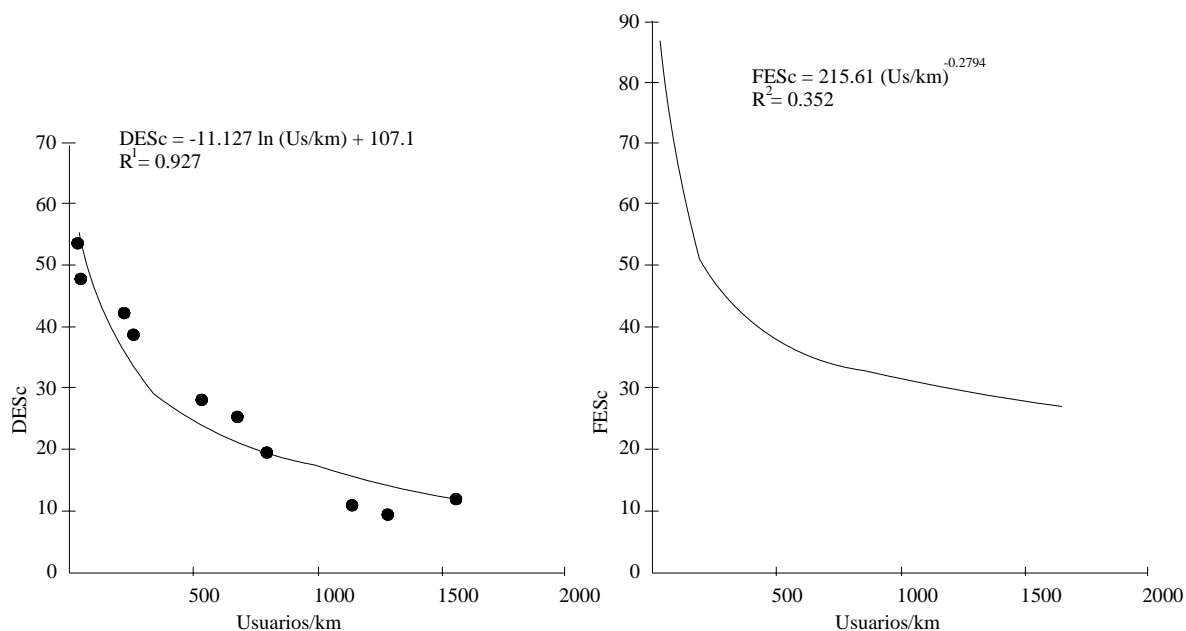


Figura 15.2. DESc y FESc reportados vs. Densidad de usuarios.
 (Punto apropiado de división entre densidades urbanas y rurales = 150 usuarios/km).

Habiendo obtenido los dos segmentos de la envolvente correspondientes a circuitos urbanos y rurales, se busca un punto que defina el valor de la envolvente 3 para el circuito típico en cada uno de ellos. Para hallar este punto, se asigna a cada observación un valor Dui ó Fui que pertenece al punto en la envolvente correspondiente con su densidad y se promedian estas relaciones tanto en las observaciones urbanas como en las rurales.

$$\overline{Du} = \frac{1}{Nobs} \sum_{i=1}^{Nobs} Dui \quad (15.8)$$

$$\overline{Fu} = \frac{1}{Nobs} \sum_{i=1}^{Nobs} Fui \quad (15.9)$$

Estos valores servirán posteriormente como puntos de partida, para calcular la cantidad mínima exigible dada la remuneración actual.

La Tabla 15.4 presenta los \overline{Du} y \overline{Fu} estimados para los circuitos rurales y urbanos, así como otros indicadores de interés.

Tabla 15.4. Parámetros de parametrización de circuitos urbanos y rurales. Nivel de tensión II.

Descripción	Rurales	Urbanos
Límite superior esperado de la distribución del DESo : \overline{Du} (h/año)	74	38
Límite superior esperado de la distribución del FESo : \overline{Fu} (interrup/año)	110	39
Longitud típica de la red (km/alimentador)	46	8
Cantidad típica de usuarios (usuarios/alimentador)	1392	3530
Densidad (usuarios/km)	30	441

Los valores anteriores corresponden a valores pesimistas de la nube de puntos de las gráficas DES y FES contra usuarios/km y son conservadores debido a la metodología elegida basada en la envolvente de la nube. El método es idéntico al usado en la determinación de las curvas de diversidad en función de la medición, para definir el diseño de la red de distribución de energía eléctrica.

Sin embargo, es recomendable mantener información actualizada para lograr; por una parte, cada vez mayor consistencia de los datos, y por otra, un adecuado seguimiento de las variaciones del sistema y de los resultados anuales de evolución de la calidad del servicio a escala nacional.

15.3.3. Determinación de los niveles de calidad exigibles

15.3.3.1. Acciones prácticas para mejorar la calidad del servicio, DES y FES

- Puesta en operación del relé de recierre en las celdas primarias y de los fusibles en las ramas principales de los alimentadores.
- Instalación de seccionadores en los tramos del alimentador principal.
- Instalación de localizadores visuales de fallas en las ramas de los alimentadores.
- Aprovechamiento de la capacidad excedente y de la cargabilidad de los transformadores.
- Utilización económica de subestaciones móviles en zonas rurales.
- Mantenimiento en caliente de los alimentadores de media tensión (nivel II de la CREG).
- Reposición o renovación del equipo obsoleto.
- Construcción de extensiones de líneas para suplencia de alimentación primaria de los alimentadores.
- Implementación de reconectores y sistemas de coordinación (son más sofisticados).
- Telemedición, telemando y automatización local o remota en la misma subestación o desde un centro de control.
- Remodelación de líneas de circuitos primarios o secundarios, diferentes a los estrictamente necesarios para la operación y expansión normal del sistema. Así como tampoco las acciones indispensables para mantener en forma óptima el sistema de protección, que inciden en la seguridad del sistema y en el monto de las primas de seguros, etc.

15.3.3.2. Metodología para determinar la calidad exigible

El enfoque para determinar la calidad exigible, se basa en la evaluación del efecto que pueden tener sobre los índices DES y FES, las acciones ya recomendadas que no requieren de inversiones diferentes a la reposición o adecuación del equipo actual. Debe entenderse que las cargas de distribución vigentes retribuyen los activos a valores de reposición, para ser operados de una manera eficiente.

Las medidas que se analizan para estos cálculos tienen que ver con la puesta en operación de relés de recierre, el uso adecuado de los fusibles de las ramas principales del alimentador y la utilización de seccionadores que permitan aislar partes del circuito cuando las fallas se localizan en la troncal principal.

La evaluación de los efectos de estas medidas se basa en la metodología planteada por Billinton y Allan, que consiste en simular los dispositivos sobre un circuito típico, y de los resultados allí encontrados, realizan diferencias sobre el comportamiento de los principales índices de gestión de calidad. El análisis completo se realiza en el Capítulo 13.

15.3.4. Análisis del nivel óptimo de calidad

Las metas en los niveles de desempeño en la continuidad del servicio deberían estar en concordancia con la racionalidad de los agentes en la toma de decisiones de inversión para el tema del incremento de la

calidad. Las metas deben estimular el mejoramiento de la calidad de manera que se acerque a los objetivos de largo plazo que determine el regulador.

Las decisiones de inversión, se hacen mediante la determinación de un nivel óptimo de confiabilidad, de acuerdo con los costos que representa el mejorar la calidad frente a los costos de no hacerlo.

La principal conclusión del marco conceptual, es que el Operador de Red buscará alcanzar mejores niveles de calidad, mientras que salga más económico realizar acciones e inversiones dirigidas a disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones que pagar las compensaciones por no llevar a cabo este esfuerzo. Esta situación se encuentra de comparar el costo marginal de mejorar la calidad frente al costo marginal de no hacerlo, pues en ese punto la suma de los dos costos es mínima. En la Figura 15.3 se ilustra esto.

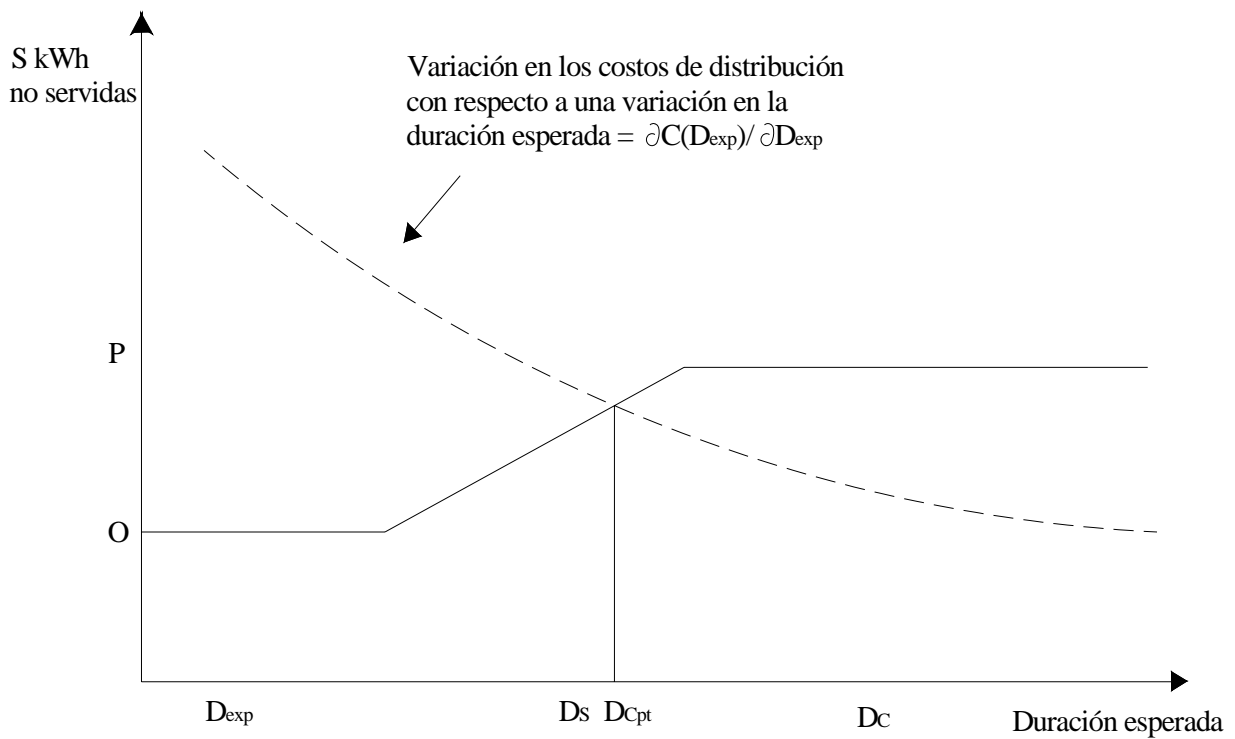


Figura 15.3. Nivel óptimo de confiabilidad del sistema: Balance de los gastos de confiabilidad y los pagos por interrupciones.

En la gráfica, los mayores valores del indicador D representan peores niveles de calidad y los menores valores del indicador representan mayores niveles de calidad.

La línea quebrada continua representa el costo marginal de no mejorar la calidad. En niveles bajos del indicador el costo es cero y en niveles altos es igual al pago unitario que se ha denominado CR en el Reglamento de Distribución. Hay una porción oblicua de esta función que representa el pago esperado de acuerdo con los valores probables de la función de distribución acumulada del indicador.

La línea punteada representa el costo marginal de distribución como función del nivel de calidad deseado. A medida que el indicador se acerca a cero el costo se dispara, pero en niveles altos del indicador el costo de incrementar el nivel de calidad es bajo.

15.3.4.1. Análisis de optimalidad del CR actual y el CR recomendado

A continuación se hará un análisis de optimalidad para condiciones específicas en el caso colombiano, presentándose las distribuciones de frecuencia encontradas en la muestra piloto que se incluye en el documento "Asesoría para el desarrollo regulatorio de la calidad del servicio para el sector eléctrico colombiano", mencionado al inicio de este capítulo.

A manera de ejemplo, en las Tablas 15.5 y 15.6 se presentan los costos marginales de mejoramiento de la calidad, en cada etapa, calculados por unidad de cada indicador y por usuario para poder compararlos con las compensaciones, que a su vez representan el costo marginal de no mejorarla.

En el caso de un relé de recierre, se encuentra que el costo de ponerlo en funcionamiento es de aproximadamente \$340000 y permite mejorar el indicador en un poco más de 2 horas. El costo marginal por hora no interrumpida es alrededor de \$170000 por circuito. Teniendo en cuenta que en cada circuito se benefician todos sus usuarios el costo marginal de mejorar el indicador DES en una hora es de \$48/usuario urbano y de \$120/usuario rural. Estos valores comparados con el CRD alrededor de \$1800 y \$1100 respectivamente, muestran que es económicamente conveniente llevar a cabo la instalación de estos dispositivos.

En el caso del FES es más claro aún, pues con los relés se pueden evitar alrededor de 4 fallas y el costo marginal por usuario por falla evitada pasa a ser entre \$2 y \$5. El mismo análisis se lleva a cabo en las Tablas 15.5 y 5.16 para los fusibles y para los seccionadores y en ningún caso se llega a valores significativos de costo.

Tabla 15.5. Costo marginal por usuario en circuitos urbanos. (Precios de 1999)

		Relés recierre	Fusibles	Seccionadores
	Costo mg por circuito	\$ 340.000	\$ 1.280.000	\$ 2.124.000
DES	Mejoría del indicador	2	18	26
	Costo marginal/cto	\$ 168.672	\$ 69.388	\$ 80.656
	Costo mg/usuario	\$ 48.19	\$ 19.83	\$ 23.04
FES	Mejoría del indicador	46	61	
	Costo marginal/cto	\$ 7.389	\$ 21.115	
	Costo mg/usuario	\$ 2.11	\$ 6.03	

3500 usuarios/cto

Tabla 15.6. Costo marginal por usuario en circuitos rurales. (Precios de 1999)

		Relés recierre	Fusibles	Seccionadores
	Costo mg por circuito	\$ 340.000	\$ 1.280.000	\$ 2.124.000
DES	Mejoría del indicador	2	18	26
	Costo marginal/cto	\$ 168.672	\$ 69.388	\$ 80.656
	Costo mg/usuario	\$ 120.48	\$ 49.56	\$ 57.61
FES	Mejoría del indicador	46	61	
	Costo marginal/cto	\$ 7.389	\$ 21.115	
	Costo mg/usuario	\$ 5.28	\$ 15.08	

1400 usuarios/cto

15.3.4.2. Cálculo y recomendación de los precios de compensación (CR)

Hasta ahora se han provisto recomendaciones sobre valores de los costos de interrupción y por ende de los precios de compensación que están expresados como un cociente R_i del costo promedio del consumidor (por kWh), donde i = Comercial, Industrial, y Residencial (posiblemente diferenciados por estratos). Se

utilizarán estos factores para obtener los precios de compensación CR_i que se obtienen de multiplicar el precio o la tarifa promedio de electricidad del grupo i por el factor R_i :

$$CR_i = R_i \cdot P_{prom,i} \quad (15.10)$$

Donde R_i son los valores presentados en la Tabla 15.3 y $P_{prom,i}$ es esencialmente el precio promedio que paga el consumidor (tarifa) perteneciente al grupo i , que incluye componentes de distribución, transmisión, generación y comercialización (el cual es usualmente llamado tarifa de electricidad).

Es muy poco probable que los consumidores tengan una factura neta de electricidad negativa o un monto de compensación muy alto. Si el cociente o factor R es 25 por ejemplo, como se recomienda para los consumidores residenciales urbanos, entonces tomarían $8760/25 + D_s$ horas de interrupción para que el consumidor reciba compensaciones que iguallen el total de la tarifa de electricidad en un año. Esto representa alrededor de 350 horas más que el estándar. Aún con un factor de 100, se requieren de casi 100 horas adicionales al estándar para igualar el monto facturado. Además, también se recomienda que el factor sea aplicado de tal manera que se pueda diferenciar entre el componente de duración y frecuencia. Esto implica que el componente de frecuencia tendría también que ser un factor bien alto para que la facturación sea negativa, es decir, que interrupciones prolongadas no resultan en compensaciones demasiado altas (dado que el costo incremental de interrupciones altas es menor que el de interrupciones cortas).

15.3.4.2.1. Desagregación de los estándares de confiabilidad del servicio en sus factores de frecuencia y duración

Es económicamente más eficiente tener una tasa de compensación CR_i diferenciada de acuerdo a los estándares de duración y frecuencia. Esto resulta en $CR_{D,i}$ y $CR_{F,i}$ para los estándares de duración y frecuencia respectivamente, de tal forma que la suma de las dos sea equivalente a CR_i .

Esencialmente, esto se propone para asignar los costos variables al estándar de duración y los costos fijos al estándar de frecuencia. En la regla establecida actualmente en el Reglamento de Distribución, el estándar incorpora ambos costos, variables y fijos, lo que implicaría una sobrecompensación en el margen, si se utiliza el CR que realmente refleja la valoración del usuario.

De acuerdo a los datos obtenidos para el sector industrial, el promedio ponderado de la duración de las interrupciones reportado por los consumidores en la encuesta de costos de racionamiento de 1996, fue de 0.54 horas (32.4 minutos). Esta duración promedio resulta en un factor R relativamente alto, de 240.

Se propone la siguiente fórmula para calcular las compensaciones:

$$\text{Pago} = \max[0; DES - DES_s] \cdot DP \cdot CR_D + \max[0; D \cdot (1 - FES_s/FES)] \cdot DP \cdot CR_F \quad (15.11)$$

Donde DP es la demanda promedio mientras que CR_D y CR_F se encuentran multiplicando el CR total por un factor d ó f respectivamente que reflejan la participación de los costos en el costo total de la interrupción.

$$CR_D = d \cdot CR \quad (15.12)$$

$$CR_F = f \cdot CR \quad (15.13)$$

En resumen, la Tabla 15.6 contiene los valores recomendados, que al ser multiplicados por la tarifa promedio, resulta en el valor del parámetro CR utilizado para calcular el monto de las compensaciones:

Tabla 15.6. Factores de costos fijos y variables.

Sector	Factor de costos variables (Duración)	Factor de costos fijos (Frecuencia)
Industrial	0.60	0.40
Comercial	0.75	0.25
Residencial	0.90	0.10

Las proporciones de costos fijos y variables se estiman de la encuesta de costos de racionamiento en el caso industrial y de la experiencia internacional en el caso de los usuarios comerciales y residenciales.

Teniendo en cuenta lo anterior, los valores de CR_i para el sector industrial deberían ser:

$$CR_{Di} = 0.6 \cdot R_i \cdot P_{prom,i} \quad (15.14)$$

$$CR_{Fi} = 0.4 \cdot R_i \cdot P_{prom,I} \quad (15.15)$$

Los valores de CR_i para el sector comercial deberían ser:

$$CR_{Di} = 0.75 \cdot R_i \cdot P_{prom,i} \quad (15.16)$$

$$CR_{Fi} = 0.25 \cdot R_i \cdot P_{prom,I} \quad (15.17)$$

Los valores de CR_i para el sector residencial deberían ser:

$$CR_{Di} = 0.9 \cdot R_i \cdot P_{prom,i} \quad (15.18)$$

$$CR_{Fi} = 0.10 \cdot R_i \cdot P_{prom,I} \quad (15.19)$$

REFERENCIAS

- [1] Piedrahita Agudelo, Ancizar. Calidad del servicio de Energía Eléctrica. Tesis de Maestría 621.319. Universidad de los Andes. Santafé de Bogotá. 1993.
- [2] Echeverry Echeverry, Caludia Marcela y Ramos Lopez, Gustavo Andrés. Análisis y Modelamiento del Horno de Arco -H.A.E- De Acerías de Caldas S.A. –ACASA- en el EMTP-ATP. Tesis de Grado 621.897B. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. 1996.
- [3] Trad, Ratta, Mombello, Zini. Transitorios electromagnéticos. Curso de posgrado. Universidad Nacional de San Juan. 1997.
- [4] Aredes Mauricio. Active Power Line Conditioners. Tesis de Doctorado. Vom Fachbereich 12 Elektrotechnik der Technischen Universität Berlin D83. Berlin 1996.
- [5] IEEE-PES Taks force. Modeling and simulation of Power System Harmonics. EC102. NJ. USA. 1998.
- [6] EPRI Proceedings, Second International Conference on Power Quality, Atlanta U.S.A., September 28-30 1992.
- [7] Muhammand Harunur Rashid, Power Electronics, Prentice-Hall 1988.
- [8] Bonneville Power Administration, Electromagnetic Transients Program Reference Manual, 1986.
- [9] Leuven EMTP Center, Alternative Transients Program Rule Book, 1987.
- [10] R de Vré, "Electromagnetic Compatibility Standars in Europe and Worldwide", Laborec, Belgium.
- [11] Francesc Daura Luna, "El Ruido en Sistemas Digitales", Mundo Electrónico.
- [12] IEEE Draft, Guide on Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Distubances, January 1992.
- [13] IEEE, "Directions of Research on Electric Power Quality", 1992.
- [14] IEEE W.G, "Power Quality - Two Different Perspectives", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5. No 3, July 1990.
- [15] Francois D. Martzloff and Thomas Cruzs, "Power Quality Site Surveys: Facts, Fiction, and Fallacies", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 24, No. 6, November/December 1988.
- [16] Van E. Wagner, Allen A. Andreshak, and Joseph P. Staniak, "Power Quality and Factory Automation", IEEE Trans. on Industry Application, Vol. 26, No. 4, July/August 1990.
- [17] Wilson E. Kazibwe, Robert J. Ringlee, George W. Woodzell, and Henry M. Sendaula, " Power Quality: A Review", IEEE Computer Applications in Power, January 1990.
- [18] Lisa M. Anderson, and Kenneth B. Bowes, "The Effects of Power-Line Disturbances on Consumer Electronic Equipment", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 2, April 1990.
- [19] Philip P. Barker, James J. Burke, Ramon T. Mancao, and Clayton Burns, "Power Quality Measurements on the Niagara Mohawk Power System", IEEE Chattanooga Section's Power Quality Seminar, April 18, 1990.
- [20] Don O. Koval, Jorge R. Beristain, and Dale H. Bent, "Evaluating the Reliability Cost of Computer System Interruptions due to Power System Disturbances", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 25, No. 2, March/April 1989.
- [21] R. C. Settembrini, J. R. Fisher, and N. E. Hudak, "Reliability and Quality Comparisons of Electric Power Distribution Systems", IEEE 1991.
- [22] Larry Conrad, Kevin Litte, and Cliff Grigg, "Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault-Clearing Voltage Dips", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 27, No. 1, Jauary/February 1991.

- [23] Larry Morgan, and Satoru Ihara, "Distribution Feeder Modification to Service both Sensitive Loads and Large Drives", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992.
- [24] Don O. Koval, "How Long Should Power System Disturbance Site Monitoring Be to Be Significant?", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 4, July/August 1990.
- [25] E. Acha, A. Semlyen, and N. Rajaković, "A Harmonic Domain Computational Package for Nonlinear Problems and its Application to Electric Arcs", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, July 1990.
- [26] R. C. Dugan, "Simulation of Arcs Furnace Power Systems", McGraw-Edison Power Systems Division.
- [27] Yngve Sundberg, "The Arc Furnace as a Load on the Network", ASEA Journal, Vol. 49, No. 4, 1976.
- [28] S. R. Mendis, and D. A. Gonzáles, "Harmonic and Transient Overvoltage Analyses in Arc Furnace Power Systems", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 28, No. 2, March/April 1992.
- [29] B. Bowman, G. R. Jordan, and F. Fitzgerald, "The Physics of High-Current Arcs", Journal of The Iron and Steel Institute, June 1969.
- [30] G. Manchur, and C. C. Erven, "Development of a Model for Predicting Flicker From Electric Arc Furnaces", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992.
- [31] Adam Semlyen, and Nikola Rajakovic, "Harmonic Domain Modeling of Laminated Iron Core", IEEE 1989.
- [32] A. Semlyen, E. Acha, and J. Arrillaga, "Newton-Type Algorithms for the Harmonic Phasor Analysis of Nonlinear Power Circuits in Periodical Steady State with Special Reference to Magnetic Nonlinearities", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3, No. 3, July 1988.
- [33] Kuang-C. Lai, Wei-J. Lee, and William V. Jackson, "Testing and Selecting Surge Suppressors for Low-Voltage AC Circuits", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 6, November/December 1990.
- [34] Gregory B. Rauch, Gary Johnson, Paul Johnson, Andreas Stamm, Seietsu Tomita, and John Swanson, "A Comparison of International Residential Grounding Practices and Associated Magnetic Fields", IEEE Trans. on Power Delivery, April 1992.
- [35] Richard L. Cohen, and Karen Mace, "Designing for Immortality", IEEE Trans. on Consumer Electronics, Vol. 37, No. 4, November 1991.
- [36] Francois D. Martzloff, and Gerald J. Hahn, "Surge Voltages in Residential and Industrial Power Circuits", Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. pas 89, No. 6, July/August 1970.
- [37] IEEE Spectrum, "Protecting Computer Systems Against Power Transients", April 1990.
- [38] Thomas M. Gruz, "A Survey of Neutral Currents in Three-Phase Computer Power Systems", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 4, July/August 1990.
- [39] F. D. Martzloff, "The Propagation and Attenuation of Surge Voltages and Surge Currents in Low Voltage AC Circuits", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1983.
- [40] F. D. Martzloff, "Coupling, Propagation, and Side Effects of Surges in an Industrial Building Wiring System", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 2, March/April 1990.
- [41] Richard J. Buschart, "Computer Grounding and the National Electrical Code", IEEE Trans. on Industry Applications, May/June 1987.
- [42] Ralph H. Lee, "Grounding of Computer and Other Similar Sensitive Equipment", IEEE Trans. on Industry Applications, May/June 1987.
- [43] Victor J. Maggioli, "Grounding and Computer Technology", IEEE Trans. on Industry Applications, May/June 1987.
- [44] Donald W. Zipse, "Grounding for Process Control Computers and Distributed Control Systems: The National Electrical Code and Present Grounding Practice", IEEE Trans. on Industry Applications, May/June 1987.
- [45] IEEE Task Force Report, "Secondary (Low-Side) Surges in Distribution Transformers", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992.

- [46] Roger C. Dugan and Stephen D. Smith, "Low Voltage Side Current Surge Phenomena in Single Phase Distribution Transformer Systems", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3, No. 2, April 1988.
- [47] Roger C. Dugan, Stanley S. Kershaw, and Stephen D. Smith, "Protecting Distribution Transformers From Low Side Current Surges", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 4, November 1990.
- [48] J. L. Puri, N. C. Abi-Samra, T. J. Dionise, and D. R. Smith, "Lightning Induced Failures in Distribution Transformers", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, October 1988.
- [49] Wilsum W. Xu, "A Practical Harmonic Guideline for Adjustable Speed Drive Applications", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992.
- [50] Robert L. Smith, and Ray P. Stratford, "Power System Harmonics Effects from Adjustable Speed Drives", IEEE Trans. on Industry Applications, July/August 1984.
- [51] Arthur H. Moore, "Application of Power Capacitors to Electrochemical Rectifier Systems", IEEE Trans. on Industry Applications, September/October 1977.
- [52] Howard H. Huffman, "Introduction to Solid State Adjustable Speed Drives", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 4, July/August 1990.
- [53] D. A. N. Jacobson, and R. W. Menzies, "Comparison of Thyristor Switched Capacitor and Voltage Source GTO Inverter Type Compensator for Single Phase Feeders", IEEE 1992.
- [54] G. P. Christoforidis, and A. P. Sakis Meliopoulos, "Effects of Modeling on the Accuracy of Harmonic Analysis", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, July 1990.
- [55] Thomas M. Gruz, "Uncertainties in Compliance with Harmonic Current Distortion Limits in Electric Power Systems", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 27, No. 4, July/August 1991.
- [56] J. P. Tamby, and V. I. John, "QHarm a Harmonic Powerflow Program for Small Power Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [57] M. Etazadi-Amoli, and T. Florence, "Power Factor and Harmonic Distortion Characteristics of Energy Efficient Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, July 1989.
- [58] Christopher K. Duffey, and Ray P. Stratford, "Update of Harmonic Standard IEEE-519: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 25, No. 6, November/December 1989.
- [59] R. E. Owen, "Distribution System Harmonics: Effects on Equipment and Operation", McGraw Edison Company.
- [60] Hideaki Fujita, and Hirofumi Akagi, "A Practical to Harmonic Compensation in Power Systems Series Connection of Passive and Active Filters", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 27, No. 6, November/December 1991.
- [61] Ray P. Stratford, "Analysis and Control of Harmonic Current in Systems with Static Power Converters", IEEE Trans. on Industry Applications, January/February 1981.
- [62] Guy Lemieux, "Power System Harmonic Resonance a Documented Case", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 3, May/June 1990.
- [63] Peter W. Hammond, "A Harmonic Filter Installation to Reduce Voltage Distortion from Static Power Converters", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 24, No. 1, January/February 1988.
- [64] M. Taleb, T. H. Ortmeier, "Examination of the Current Injection Technique", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 7, No. 1, January 1992.
- [65] G. P. Chistoforidis, and A. P. Sakis Meliopoulos, "Parameters Affecting the Harmonic Distortion in a Converter Substation", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, October 1991.
- [66] Adly A. Girgis, Thomas L. Baldwin, Elham B. Makram, and Hoke S. Fortson, "Testing an Performance of Three-Phase Induction Watthour Meters in the Presence of Harmonic Distortion", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 4, July/August 1990.
- [67] Elham B. Makram, Regan B. Haines, and Adly A. Girgis, "Effect of Harmonic Distortion in Reactive Power Measurement", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 28, No. 4, July/August 1992.

- [68] Joseph S. Subjak, and John S. McQuilkin, "Harmonics Causes, Effects, Measurements, and Analysis: an Update", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 26, No. 6, November/December 1990.
- [69] M. F. McGranaghan, R. M. Zavadil, G. Hendley, T. Singh, and M. Samotyj, "Impact of Utility Switched Capacitors on Customer Systems - Magnification at Low Voltage Capacitors", IEEE Trans. on Power Delivery, 1991.
- [70] M. F. McGranaghan, T. E. Grebe, G. Hensley, T. Singh, and M. Samotyj, "Impact of Utility Switched Capacitor on Customer Systems - Part II - Adjustable Speed Drives Concerns", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, October 1991.
- [71] R. W. Alexander, "Synchronous Closing Control for Shunt Capacitors", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 9, September 1985.
- [72] R. N. Allan. "Basic Concepts in Reliability evaluation", Sen Mem IEEE. UMIST, Manchester, England.
- [73] Endreny J. John Wiley & Sons, "Reliability Modeling in Electric Power System" 1980.
- [74] Roy Billinton Gordon and Breach, "Power System Reliability Evaluation", Science Publishers. N:Y: 1982 7a Edición.
- [75] The IEEE Standard Dictionary on Electrical and Electronics Terms. IEEE std 100, 1996. 6a Edición
- [76] Richard E. Barlow, Frank Proschan. "Holt Statistical Theory of Reliability and Life Testing", (Modelos de probabilidad), Rinehart and Winston, Inc.
- [77] Roy Billinton. "Station Reliability Evaluation Using a Monte Carlo Approach". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 8 N° 3, Julio 1993.
- [78] Roberto Espinosa y Lara. "Sistemas de Distribución". Editorial Limusa.
- [79] Allan. "Reliability Evaluation of Power System".
- [80] Roy Billinton. "Distribution System Reliability Evaluation".
- [81] Roy Billinton y J.E. Billinton. "Distribution System Reliability Indices". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 4 N° 1, January 1989.
- [82] Rong Liang Chen, Kin Allen y Roy Billinton. "Value – Based Distribution Reliability Assessment and Planning". IEEE Transaction on Power Delivery Vol 10 N° 1, January 1995.
- [83] R. Billinton, E. Wojczynski. "Distributional Variation of Distribution System Reliability Indices". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol, pas. 104 N° 11 Nov. 1985.
- [84] James J. Burke. "Power Distribution Engineering" Fundamentals and Applications. Marcel Dekker Inc. N.Y.
- [85] J.S. Barrel y M.A. Green. "A Static Method for Evaluation Electrical Failures". Ontario Hydro Technologies. Toronto, Canada M8Z 554. IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 9 N° 3, July 1994.
- [86] Coval, Billinton. "Evaluation of Distribution Circuit Reliability". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol, pas. 98 N° 2, March – April 1979.
- [87] Wacker, Wojczynski, R. Billinton. "Interruption Cost Methodology and Results". A Canadian Survey. IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Oct. 1993.
- [88] Turan Gonen. "Electrical Power Distribution System Engineering". Mc. Graw Hill Inc.
- [89] R.N. Allan, M.G. Dasilva. "Evaluation of Reliability Indices and Outage Cost in Distribution Systems". IEEE Transaction on Power Systems. Vol 10 N° 1 February 1995.
- [90] Chery Marinello Warren. "The Effect on Reducing Momentary Outages on Distribution Reliability Indices". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 7 N°, July 1992.
- [91] Brown, Gupta, Christie, Venkata, Fletcher. "Distribution System Reliability Assessment: Momentary Interruptions and Storms". IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 12 N° 4, October 1997.
- [92] L. Goel, R. Billinton. "Determination of Reliability Worth for Distribution System Planning". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 9 N° 3, July 1994.
- [93] J.E. Marks. "Reliability Economics".

- [94] Kjoller, Rolfsseng, Dahl. "The Economic Aspect of Reliability in Distribution System Planning". IEEE Transaction on Power Delivery Vol 5 N° 22 April 1990.
- [95] Dialynas, Michos. "Probabilistic Assessment of Service Restoration in Power Distribution Systems". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol. 6 N° 4, October 1991.
- [96] Buzacott, Anders. "Reliability Evaluation of Systems Whit After Fault Switching". IEEE Transaction on Power Systems Vol. PWRS – 2 N°3, August 1987.
- [97] Goel, R. Billinton. "Evaluated of Interrupted Energy Assessment Rates in Distribution Systems". IEEE Transaction on Power Delivery. Vol 6 N° 4, October 1991.
- [98] IEEE Reliability Systems – IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS 98 N° 6, Nov/Dec 1979.
- [99] Sidney R. Gilligan. "A Method for Estimating Dereliability of Distribution Circuits2. IEEE Transaction on Power Delivery. Vol. 7 N° 2 April 1992.
- [100] Kjole, Sand. "Relrad and Analytical Approach for Distribution Systems Reliability Assessment". IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 7 N°2 April 1992.
- [101] Allan, Dialynas, Homer. "Modelling and Evaluating Dereliability of Distribution Systems". IEEE Transaction on Power Apparatus and System. Vol, pas – 98 N° 6, Nov/Dec 1979.
- [102] Christensen Associates, Consultores Unidos S.A., Econometría S.A. "Asesoría Para el Desarrollo Regulatorio de la Calidad del Servicio para el Sector Eléctrico Colombiano".
- [103] INT'L Power Association, Latin America Division. "Power Quality Solutions" Technical Guide. Fips Publication 94.
- [104] E. A. Cano Plata, H.E. Tacca, "Arc Furnace Modelling ia ATP-EMTP" paper IPST05-067 International Conference in Power systems transients – 2005 Montreal Junio19-24 del 2005.
- [105] E.A. Cano Plata, H. Tacca "Power Load Identification", Journal of the Franklin Institute vol. 342, No.1, pp .97-113, January 2005.
- [106] E.A. Cano Plata, H. Tacca, "Perturbation Power", WSEAS Trans. On Circuits and Systems vol 3, No 4, pp.996-1003, June 2004.
- [107] FIPS PUBLICATION 94. Intl power association (INTERTEC)
- [108] Wiring and grounding for power quality EPRI
- [109] Introducción al concepto proyecto integral Power Quality. IE Gustavo Andrés Ramos L. Datatronic Ltda.. 1998.
- [110] Understanding Grounding Contamination. Charlotte Andres. Power Solutions and Applications, Lake Bluff, Illinois. Power Quality Assurance. Jul, ag 1995.
- [111] Those mysterious transformer "K factors". Ricahard L. Nailen P.E. EA Contributing Editor.

Apoyo Académico

Ingenierías

