



---

I C Y T E

UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica

TESIS DOCTORAL:

**Identificación y clasificación automática de eventos de tensión  
en redes eléctricas inteligentes**

Escrita por el Ing. Jorge Luis Strack para obtener el grado de Doctor en Ingeniería  
orientación Electrónica

---

Director:

Dr. Ing. Patricio Gabriel Donato

Co-director:

Dr. Ing. Ignacio Carugati

---

Evaluadores:

Dra. Ing. Cecilia Galarza - UBA

Dr. Ing. Mauricio Samper - IEE UNSJ

Dr. Ing. Roberto Hidalgo - UNMDP

---

Mar del Plata, Febrero de 2019



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-  
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).



# Contenido

<b>Agradecimientos</b>	<b>15</b>
<b>Resumen</b>	<b>17</b>
<b>Acrónimos</b>	<b>19</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>23</b>
1.1. Red eléctrica convencional . . . . .	24
1.2. Red eléctrica inteligente . . . . .	25
1.3. Calidad de la energía . . . . .	28
1.3.1. Definición . . . . .	28
1.3.2. Importancia de la calidad de la energía . . . . .	29
1.4. Eventos de tensión . . . . .	31
1.4.1. Causas . . . . .	32
1.4.1.1. Fallas en la red . . . . .	33
1.4.1.2. Arranque de motores de inducción . . . . .	37
1.4.1.3. Energización de transformadores . . . . .	37
1.4.1.4. Maniobras de grandes cargas . . . . .	38
1.4.1.5. Descargas de origen atmosférico . . . . .	39
1.4.1.6. Síntesis de las causas . . . . .	41
1.4.2. Consecuencias . . . . .	41
1.4.2.1. Motor asincrónico . . . . .	41
1.4.2.2. Motor sincrónico . . . . .	42
1.4.2.3. Accionamientos . . . . .	42
1.4.2.4. Equipos informáticos . . . . .	42
1.4.2.5. Variadores de velocidad . . . . .	43
1.4.2.6. Alumbrado . . . . .	43
1.4.2.7. Efectos de las sobretensiones . . . . .	43
1.4.3. Mitigación . . . . .	43
1.4.3.1. Reducir el número de fallas de cortocircuito . . . . .	44
1.4.3.2. Reducir el tiempo de despeje de una falla . . . . .	45
1.4.3.3. Modificar el sistema para reducir la severidad de los eventos . . . . .	45
1.4.3.4. Conectar equipamiento de mitigación . . . . .	46
1.4.3.5. Aumentar la inmunidad del equipamiento . . . . .	46

1.5.	Medición de calidad de la energía . . . . .	47
1.5.1.	Proceso de medición . . . . .	47
1.6.	Propuesta . . . . .	49
1.7.	Estructura de la tesis . . . . .	49
<b>2.</b>	<b>Normativa</b>	<b>51</b>
2.1.	Normativa Internacional . . . . .	52
2.1.1.	Normativa IEC . . . . .	52
2.1.1.1.	IEC 61000-4-30 . . . . .	53
2.1.1.1.1.	Métodos de medición de <i>dips</i> y <i>swells</i> de tensión . . . . .	54
2.1.1.1.2.	Detección de un <i>dip</i> de tensión . . . . .	54
2.1.1.1.3.	Evaluación de un <i>dip</i> de tensión . . . . .	54
2.1.1.1.4.	Detección de un <i>swell</i> de tensión . . . . .	55
2.1.1.1.5.	Evaluación de un <i>swell</i> de tensión . . . . .	55
2.1.1.1.6.	Evaluación de una interrupción de tensión . . . . .	55
2.1.1.2.	IEC 61000-4-11 . . . . .	56
2.1.1.3.	IEC 61000-4-34 . . . . .	56
2.1.2.	Normativa IEEE . . . . .	57
2.1.2.1.	IEEE 1159 . . . . .	57
2.1.2.2.	IEEE 1564 . . . . .	59
2.1.2.3.	IEEE 1547 . . . . .	61
2.1.3.	Especificaciones para equipos de ICT . . . . .	63
2.1.3.1.	Especificación CBEMA . . . . .	63
2.1.3.2.	Especificación ITI (CBEMA) . . . . .	64
2.1.3.3.	Especificación SEMI F47 . . . . .	65
2.1.3.4.	Especificación POWER VACCINE . . . . .	66
2.2.	Normativa nacional . . . . .	67
2.2.1.	ENRE . . . . .	67
2.2.1.0.1.	Resolución ENRE 184/00 . . . . .	68
2.2.1.0.2.	Resolución ENRE 99/97 . . . . .	68
2.2.2.	OCEBA . . . . .	68
2.2.2.0.1.	El Subanexo D del contrato de concesión . . . . .	69
<b>3.</b>	<b>Estado del arte</b>	<b>71</b>
3.1.	Métodos de detección de eventos de tensión . . . . .	73
3.1.1.	Métodos basados en características de la forma de onda temporal . . . . .	74
3.1.1.1.	Algoritmos basados en el valor RMS . . . . .	74
3.1.1.1.1.	RMS de 1/2 ciclo . . . . .	74
3.1.1.1.2.	RMS recursivo de 1 ciclo . . . . .	75
3.1.1.1.3.	RMS recursivo de 1/2 ciclo . . . . .	75
3.1.1.1.4.	Comparativa de algoritmos basados en el valor RMS . . . . .	76
3.1.1.2.	Algoritmos basados en el valor pico . . . . .	79
3.1.1.2.1.	Método del valor máximo . . . . .	79
3.1.1.2.2.	Método de cuadratura . . . . .	80
3.1.1.2.3.	Comparativa de algoritmos basados en el valor pico . . . . .	81

3.1.2.	Métodos basados en filtros pasa altos . . . . .	83
3.1.2.1.	Algoritmos basados en la Transformada Wavelet . . . . .	83
3.1.3.	Métodos basados en técnicas paramétricas . . . . .	86
3.1.3.1.	Algoritmos basados en el Filtro de Kalman Discreto . . . . .	86
3.1.3.1.1.	Filtro de Kalman Lineal . . . . .	89
3.1.4.	Métodos basados en transformaciones tiempo-frecuencia . . . . .	93
3.1.4.1.	Algoritmos basados en la Transformada de Fourier . . . . .	93
3.1.4.1.1.	Transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizante . . . . .	93
3.1.4.1.2.	Transformada de Goertzel deslizante . . . . .	95
3.1.4.1.3.	Algoritmo de S. Douglas y J. Soh . . . . .	96
3.1.4.1.4.	Transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizante modulada . . . . .	97
3.1.4.2.	Desempeño de los algoritmos basados en la Transformada de Fourier . . . . .	99
3.1.5.	Desempeño de los métodos de detección ante eventos reales . . . . .	104
3.2.	Segmentación de eventos de tensión . . . . .	112
3.2.1.	Segmentación causal y anti-causal . . . . .	113
3.3.	Algoritmos de clasificación de eventos de tensión . . . . .	115
3.3.1.	Algoritmo de Componentes Simétricas (SCA - Symmetrical Components Algorithm) . . . . .	117
3.3.2.	Algoritmo de Seis Fases (SPA - Six Phases Algorithm) . . . . .	119
3.3.3.	Algoritmo de Vector Espacial (SVA - Space Vector Algorithm) . . . . .	121
3.3.4.	Otros algoritmos de clasificación de eventos . . . . .	125
3.3.4.1.	Algoritmo de Tres Fases - Tres Ángulos (TP-TA - Three Phases Three Angles) . . . . .	125
3.3.4.2.	Algoritmo de Tres Fases (TPA - Three Phases Algorithm) . . . . .	126
3.4.	Conclusiones . . . . .	127
<b>4.</b>	<b>Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación</b>	<b>129</b>
4.1.	Descripción de un evento de tensión real . . . . .	130
4.1.1.	Salto de fase debidos a la falla . . . . .	130
4.1.2.	Salto de fase debidos a la red . . . . .	132
4.1.3.	Rotaciones de fase asimétricas . . . . .	134
4.1.4.	Rotaciones de fase simétricas . . . . .	135
4.1.5.	Desviaciones de la tensión de prefalla respecto de su valor nominal . . . . .	136
4.2.	Limitaciones en los criterios de clasificación de eventos . . . . .	136
4.2.1.	Limitaciones en presencia de saltos y rotaciones asimétricas de fase . . . . .	137
4.2.2.	Limitaciones en presencia de rotaciones simétricas de fase . . . . .	138
4.2.3.	Desviación de la tensión de prefalla respecto de la nominal . . . . .	139
4.3.	Discusión acerca de las limitaciones de los algoritmos de clasificación . . . . .	139
4.3.1.	Algoritmo de componentes simétricas . . . . .	139
4.3.2.	Algoritmo de seis tensiones . . . . .	140
4.3.3.	Algoritmo de vector espacial . . . . .	141
4.4.	Conclusiones . . . . .	141

<b>5. Algoritmo de secuencias absolutas</b>	<b>143</b>
5.1. Descripción	144
5.1.1. Mediciones reales y predicciones del modelo	145
5.1.2. Tensión de prefalla ( $E_1$ )	145
5.1.3. Amplitud del evento	146
5.1.4. Estimador del tipo de evento más probable	146
5.1.5. Implementación del algoritmo	147
5.1.6. Análisis de la capacidad de discernimiento	147
5.1.7. Contribución del ruido	148
5.2. Evaluación del desempeño	150
5.3. Conclusiones	153
<b>6. Resultados Experimentales</b>	<b>155</b>
6.1. Implementación	156
6.1.1. Detector de secuencias	156
6.1.2. Ensayos experimentales	158
6.1.2.1. Ensayo n <sup>o</sup> 1: <i>dip</i> de tensión simétrico	158
6.1.2.2. Ensayo n <sup>o</sup> 2: <i>dip</i> de tensión asimétrico en dos líneas	159
6.1.2.3. Ensayo n <sup>o</sup> 3: <i>dip</i> de tensión asimétrico en una línea	160
6.1.2.4. Ensayo n <sup>o</sup> 4: <i>dip</i> de tensión de dos etapas principales	161
6.2. Conclusiones	162
<b>7. Conclusiones</b>	<b>167</b>
7.1. Principales conclusiones y aportes	168
7.2. Líneas de trabajo futuras	170
7.3. Publicaciones realizadas vinculadas con la temática de la tesis (2013 - 2019)	170
7.4. Distinción vinculada con la temática de la tesis	171
7.5. Otras publicaciones realizadas (2013 - 2019)	172
<b>Apéndices</b>	<b>174</b>
<b>A. Clasificación ACD</b>	<b>177</b>
A.1. Evento tipo A	178
A.2. Evento tipo C	179
A.3. Evento tipo D	180
<b>B. Clasificación ABC</b>	<b>181</b>
B.1. Evento tipo A	182
B.2. Evento tipo B	183
B.3. Evento tipo C	184
B.4. Evento tipo D	185
B.5. Evento tipo E	186
B.6. Evento tipo F	187
B.7. Evento tipo G	188
B.8. Evento tipo H	189
B.9. Evento tipo I*	190
B.10. Evento tipo I**	191

<b>C. Teorema de Fortescue</b>	<b>193</b>
C.1. Componentes Simétricas . . . . .	193
C.2. Interpretación . . . . .	194
<b>D. Medidor Inteligente de Calidad de Energia</b>	<b>197</b>
D.1. Descripción conceptual del sistema . . . . .	197
D.1.1. Módulo de procesamiento . . . . .	197
D.1.2. Módulo de alimentación . . . . .	198
D.1.3. Módulo de comunicación . . . . .	199
D.1.4. Dispositivo externo . . . . .	199
D.2. LICPM2 Portátil . . . . .	199
D.2.1. Exterior del gabinete . . . . .	199
D.2.2. Interior del gabinete . . . . .	200
D.2.3. Interior del módulo de procesamiento . . . . .	200
D.2.4. Principio de funcionamiento . . . . .	203



# Índice de figuras

1.1. Red eléctrica convencional. . . . .	25
1.2. Red eléctrica inteligente. . . . .	26
1.3. Tensión ( $u$ ) y corriente ( $i$ ) ideales expresadas en por unidad de sus valores nominales. . . . .	29
1.4. Definición de <i>dip</i> , <i>swells</i> e interrupción de acuerdo a la norma IEEE 1159-2009. . . . .	31
1.5. Ejemplo de <i>dip</i> , <i>swell</i> e interrupción de acuerdo a la norma IEEE 1159-2009. . . . .	32
1.6. Ejemplo de fallas en diferentes puntos de una red eléctrica. . . . .	33
1.7. Protección usando relés de distancia. . . . .	34
1.8. Operación de un relé diferencial. . . . .	35
1.9. Protección de sobrecorriente en un sistema radial. . . . .	35
1.10. Protección de alimentadores secundarios de baja tensión mediante fusibles. . . . .	36
1.11. Operación de un reconectador. . . . .	36
1.12. <i>Dip</i> de tensión debido a la energización de un transformador sin carga. . . . .	38
1.13. <i>Dip</i> de tensión debido a la energización de un transformador con carga. . . . .	38
1.14. Interrupción con una extinción lenta de las tensiones de línea. . . . .	39
1.15. Forma de la corriente de un rayo de descarga negativa. . . . .	40
1.16. Forma de sobretensiones representativas y ensayos considerados por el proyecto de la norma IEC 60071. . . . .	40
2.1. Limitación de sobretensiones instantáneas acumulativas según la norma IEEE 1547-2018. . . . .	62
2.2. Ilustración de la duración acumulativa. IEEE 1547-2018. . . . .	62
2.3. Curva CBEMA - 1977. . . . .	63
2.4. Curva ITI-CBEMA - revisión 2000. . . . .	65
2.5. Curva SEMI-F47. . . . .	66
2.6. Curvas profundidad-duración de inmunidad a los <i>dips</i> de tensión de varias normas. . . . .	67
3.1. Segmentación de un evento de múltiple etapas. . . . .	72
3.2. Indicación de los parámetros medidos en un evento de tensión. . . . .	73
3.3. Respuesta del algoritmo $RMS_{1/2}$ . . . . .	75
3.4. Estructura del algoritmo $RMS_{1c1m}$ . . . . .	75
3.5. Estructura del algoritmo $RMS_{1/2c1m}$ . . . . .	76
3.6. Diferentes alternativas para estimar el valor RMS. . . . .	76
3.7. Máxima dvr de los algoritmos $RMS_{1/2}$ , $RMS_{1c1m}$ y $RMS_{1/2c1m}$ . . . . .	77
3.8. Máxima dvr del algoritmo $RMS_{1c1m}$ a diferentes tasas de muestreo. . . . .	78

3.9. Máximo error en la estimación de la duración de los algoritmos $RMS_{1/2}$ , $RMS_{1c1m}$ , $RMS_{1/2c1m}$ .	78
3.10. Tiempo máximo de detección de los algoritmos $RMS_{1/2}$ , $RMS_{1c1m}$ y $RMS_{1/2c1m}$ .	79
3.11. Respuesta del algoritmo $PV_{1/2c1m}$ .	80
3.12. Respuesta del algoritmo $PV_{q_{1/2c1m}}$ .	81
3.13. Máxima dvr de los algoritmos $PV_{1/2c1m}$ y $PV_{q_{1/2c1m}}$ .	82
3.14. Máximo error en la estimación de la duración de los algoritmos $PV_{1/2c1m}$ y $PV_{q_{1/2c1m}}$ .	82
3.15. Tiempo máximo de detección de los algoritmos $PV_{1/2c1m}$ y $PV_{q_{1/2c1m}}$ .	83
3.16. Primera etapa del algoritmo de Mallat.	84
3.17. Respuesta del CD1 de un filtro DWT con una función madre $db6$ .	85
3.18. Error relativo de duración en función del umbral adoptado para CD1.	86
3.19. Estructura del filtro de Kalman lineal.	88
3.20. Respuesta del algoritmo $DKF_{2e}$ .	91
3.21. Respuesta del algoritmo $DKF_{12e}$ .	91
3.22. Máxima dvr de los algoritmos $DKF_{2e}$ y $DKF_{12e}$ .	92
3.23. Máximo error en la estimación de la duración de los algoritmos $DKF_{2e}$ y $DKF_{12e}$ .	92
3.24. Tiempo máximo de detección de los algoritmos $DKF_{2e}$ y $DKF_{12e}$ .	93
3.25. Estructura de la SDFT como filtro IIR.	94
3.26. Estructura estable de la SDFT como filtro IIR.	95
3.27. Estructura de la SGT como filtro IIR.	96
3.28. Estructura estable de la SGT como filtro IIR.	96
3.29. Estructura estable del algoritmo DS como filtro IIR estable.	97
3.30. Estructura de la mSDFT.	98
3.31. Estructura eficiente de la mSDFT.	99
3.32. Estructura eficiente de la mSDFT0.	100
3.33. Desempeño de los cuatro algoritmos basados en la Transformada de Fourier.	100
3.34. Estimación del valor RMS por los algoritmos basados en la DFT.	101
3.35. Máxima dvr en la estimación de la magnitud mediante el valor $U_{mSDFT_{1c}}$ .	102
3.36. Error relativo máximo absoluto en la estimación de la duración mediante el valor $U_{mSDFT_{1c}}$ .	102
3.38. Tiempo máximo requerido para la detección de $dips$ por la $mSDFT_{1c}$ .	102
3.37. Respuesta del filtro mSDFT.	103
3.39. Señales extraídas de IEEE 1159.2 Working Group, Test waveforms.	105
3.40. Señales restantes extraídas de IEEE 1159.2 Working Group, Test waveforms.	107
3.41. División de un evento en segmentos.	113
3.42. Concepto de segmentación causal de un evento.	114
3.43. Concepto de segmentación anticausal de un evento.	114
3.44. Clasificación ABC basada en mediciones obtenidas a través de la clasificación ACD.	116
3.45. Métodos de clasificación de eventos de tensión.	117
3.46. Diagrama de flujo del algoritmo de clasificación SCA, según el criterio ACD.	118
3.47. Clasificación del algoritmo SPA en el criterio ACD.	120
3.48. Parámetros de la elipse formada por la trayectoria del vector espacial.	122
3.49. Clasificación del algoritmo SVA en el criterio ABC.	124
3.50. Parámetros del algoritmo TP-TA.	125

4.1. Modelo unifilar de una red de distribución radial en la cual se produce una falla.	130
4.2. Modelo unifilar de una red de distribución radial con impedancias equivalentes.	130
4.3. Diagrama fasorial de las tensiones de falla medidas en el PCC variando la impedancia de falla.	131
4.4. Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión de falla medida en el PCC variando el valor de la impedancia de falla.	132
4.5. Diagrama fasorial y lugar geométrico de las tensiones de falla medidas en el PCC variando la relación $X/R$ .	133
4.6. Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión de falla medida en el PCC variando la relación $X/R$ .	134
4.7. Diagrama fasorial de las tensiones en el PCC durante una falla bifásica variando la componente de secuencia negativa entre la fuente y el PCC.	135
4.8. Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión en el PCC durante una falla bifásica variando la componente de secuencia negativa entre la fuente y el PCC.	135
4.9. Diagrama fasorial de las tensiones en el PCC antes, durante y posterior al arranque de un motor de inducción.	136
4.10. Evento tipo $C_c$ y tipo $D_a$ con saltos y rotaciones de fase.	137
4.11. Evento tipo $D_a$ con una rotación simétrica.	139
5.1. Esquema de funcionamiento del algoritmo de clasificación propuesto.	144
5.2. Filtro digital para obtener la tensión de referencia deslizante.	146
5.3. Estimación del estado de la red eléctrica y del tipo de evento ocurrido.	148
5.4. Análisis de discernimiento para un evento tipo $B$ .	149
5.5. Análisis de la inmunidad al ruido del algoritmo propuesto.	150
5.6. De izquierda a derecha: errores de clasificación bajo saltos de fase simétricos, saltos de fase asimétricos, rotaciones de fase simétricas, rotaciones de fase asimétricas y desviaciones de la tensión de prefalla en un evento tipo $B$ . (a) SCA (b) SPA (c) SVA (d) ASA. Obsérvese que los puntos grises representan todas las combinaciones de condiciones (saltos de fase y rotaciones, tensión de prefalla y magnitud del evento) que producen clasificaciones erróneas.	152
6.1. Diagrama del detector de secuencias empleado para realizar los ensayos experimentales.	157
6.2. Estructura del banco de ensayos.	158
6.3. Clasificación de un $dip$ de tensión simétrico.	163
6.4. Clasificación de un $dip$ de tensión asimétrico en dos líneas.	164
6.5. Clasificación de un $dip$ de tensión asimétrico en una línea.	165
6.6. Clasificación de un $dip$ de tensión de dos etapas.	166
A.1. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo A.	178
A.2. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo C.	179
A.3. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo D.	180
B.1. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo A.	182
B.2. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo B.	183
B.3. Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo C.	184

B.4.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo D.	185
B.5.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo E.	186
B.6.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo F.	187
B.7.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo G.	188
B.8.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo H.	189
B.9.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo I*.	190
B.10.	Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo I**.	191
D.1.	Idea conceptual del LICPM2.	198
D.2.	Fotos del LICPM2 portátil - unidad 2	200
D.3.	Interior del gabinete.	201
D.4.	Interior del módulo de procesamiento.	202
D.5.	Diagrama funcional del LICPM2 portátil.	203

# Indice de tablas

1.1. Diferencias fundamentales entre las redes eléctricas convencionales y las redes eléctricas inteligentes. . . . .	27
2.1. Fenómenos principales que originan perturbaciones electromagnéticas según la Norma IEEE 1159-2009 . . . . .	58
2.2. Categorías y características típicas de perturbaciones en la calidad de energía eléctrica, según la norma IEEE 1159 . . . . .	59
2.3. Bandas de tolerancia de tensión según Subanexo D. . . . .	69
3.1. Desempeño de los algoritmos en la detección de eventos reales. . . . .	108
3.2. Desempeño de los algoritmos en la detección de eventos reales. . . . .	109
3.3. Desempeño de los algoritmos en la detección de eventos reales. . . . .	110
3.4. Resumen del desempeño de los algoritmos en la detección de <i>dips</i> reales. . . . .	111
3.5. Resumen del desempeño de los algoritmos en la detección de <i>swells</i> reales. . . . .	111
3.6. Determinación del tipo de evento en la clasificación ACD por el algoritmo SCA. . . . .	118
3.7. Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SCA. . . . .	119
3.8. Determinación del tipo de evento en la clasificación ACD por el algoritmo SPA. . . . .	119
3.9. Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SPA. . . . .	121
3.10. Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SVA. . . . .	123
4.1. Características de los elementos de la red modelada. . . . .	130
5.1. Componentes simétricas función de $h$ y $E_1$ para cada evento. . . . .	145
5.2. Error de clasificación de cada algoritmo, obtenido al promediar los cinco ensayos realizados. . . . .	151
5.3. Error de clasificación de cada algoritmo, obtenido al promediar los cinco ensayos realizados considerando sólo el área sombreada verde correspondiente a los eventos más probables. . . . .	152



# Agradecimientos

En primer lugar, deseo expresar mi enorme gratitud a Dios y al Universo que generaron las circunstancias necesarias para que hoy esté presentando esta tesis doctoral, completando una importante etapa de mi vida y abriendo muchas más. Gracias por todo lo vivido estos cinco años, en especial por aquellas situaciones más difíciles que tuve que atravesar en lo personal, ya que a pesar de su severidad me han dejado muchas enseñanzas y me permitieron conocer la esencia de las personas que me rodean.

En segundo lugar, estoy profundamente agradecido a mi madre, quien me crió con mucho amor y sacrificio, y que a pesar de su humildad dio siempre su mayor esfuerzo para brindarme la mejor educación acompañándome durante toda mi carrera profesional, y brindándome incondicionalmente su apoyo en todo lo que emprendí.

En tercer lugar le agradezco a todos mis compañeros de la *Facultad de Ingeniería* de la *Universidad Nacional de Mar del Plata*. A los docentes que me enseñaron a aprender, a los colegas del *Departamento de Ingeniería Eléctrica* que me enseñan a enseñar y a tratar de dar lo mejor en el aula a pesar de los escasos recursos, y a mis compañeros del *Laboratorio de Instrumentación y Control* que me abrieron las puertas y me integraron a un hermoso grupo humano, en el que valoro el compromiso, la vocación por la investigación, y la excelencia profesional. Un especial agradecimiento a mi director Dr. Ing. Patricio Gabriel Donato y a mi codirector Dr. Ing. Ignacio Carugati, excelentes seres humanos que me guiaron en el desarrollo de esta tesis, compartieron conocimiento, me dejaron muchas enseñanzas y me brindaron un gran apoyo para atravesar las vicisitudes.

Le agradezco al *Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas* y a la *Universidad Nacional de Mar del Plata* por apoyar la investigación y financiar este proyecto.

Por último, le agradezco a los revisores, la Dra. Ing. Cecilia Galarza de la *Universidad de Buenos Aires*, el Dr. Ing. Mauricio Samper del *Instituto de Energía Eléctrica de San Juan* y el Dr. Ing. Roberto Hidalgo de la *Universidad Nacional de Mar del Plata*, por dedicar su valioso tiempo a la lectura y evaluación de esta tesis doctoral.



# Resumen

Durante muchos años, gran parte de los equipos conectados a las redes eléctricas han sido capaces de operar en forma satisfactoria ante amplias variaciones en los parámetros de tensión y corriente del suministro eléctrico. Sin embargo, en los últimos años, con el advenimiento de la tecnología, la sofisticación de los electrodomésticos, el desarrollo de la electrónica de consumo, etc., se ha añadido una gran cantidad de equipos a la red, que no son tan tolerantes a estas variaciones, por lo cuál demandan energía de calidad. En este sentido, proveer energía en forma ininterrumpida y de calidad se ha convertido en una estrategia de negocios para las empresas productoras de energía, dando origen a un mercado energético abierto y competitivo.

Dentro del abanico de fenómenos comprendidos en el concepto de calidad de la energía se encuentra un conjunto de perturbaciones de tensión denominadas dips de tensión, swells e interrupciones de corta duración. Estas perturbaciones, conocidas como eventos de tensión, son los responsables de importantes pérdidas económicas, tanto para las empresas de energía como para los usuarios, en especial los industriales. A fin de cuantificarlos y caracterizarlos para evaluar sus causas, sus consecuencias, e incluso tomar acciones correctivas para mitigarlos, es de vital importancia contar con herramientas que permitan detectarlos y clasificarlos en forma automatizada en el menor tiempo y con la mayor certeza posibles.

El objetivo de esta tesis es la evaluación y propuesta de métodos de clasificación de eventos de tensión. Para cumplir con este objetivo se han tenido en cuenta las causas que originan los eventos de tensión y las características asociadas a los mismos. Se han estudiado con profundidad los criterios de detección, segmentación y clasificación presentes en la literatura específica poniendo en evidencia todas las limitaciones asociadas a los mismos, haciendo énfasis en los criterios y algoritmos de clasificación.

A partir del análisis de estas limitaciones se diseñó un nuevo método que mejora el desempeño en la clasificación de eventos en determinadas condiciones de operación que son factibles de hallar en la práctica. Se han modelado, simulado y evaluado todos los métodos bajo las mismas condiciones y se realizaron ensayos experimentales, programando el método propuesto en un *Medidor Inteligente de Calidad de Energía* desarrollado por el grupo de *Calidad de la Energía* del *Laboratorio de Instrumentación y Control*. Se mostró que el algoritmo es implementable en una plataforma digital de recursos limitados y se verificó que el método propuesto en su conjunto es capaz de detectar el evento, dividir el mismo en sus correspondientes segmentos y clasificar cada uno de estos segmentos.



# Acrónimos

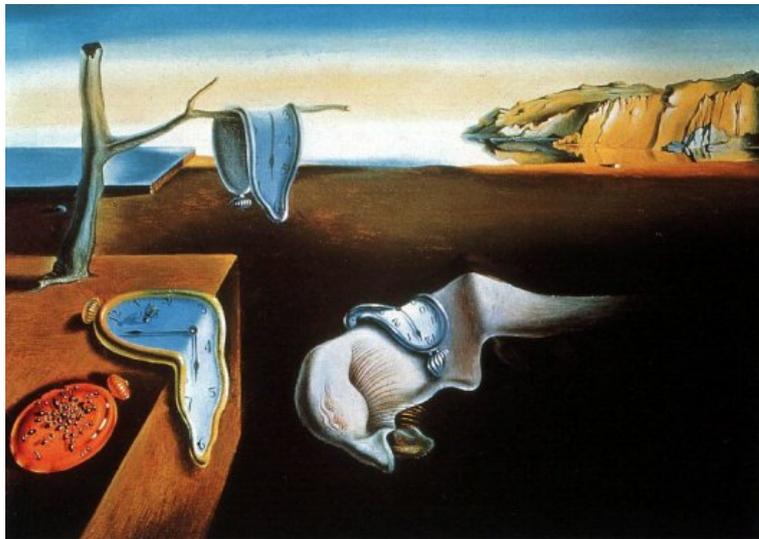
<b>ABC</b>	<i>criterio de clasificación de eventos de tensión basado en modelos teóricos de fallas típicas</i> , pp. 50, 115, 116, 118–120, 122, 137, 145, 151, 158, 162, 168, 169, 181
<b>ACD</b>	<i>criterio de clasificación de eventos de tensión basado en las componentes simétricas</i> , pp. 50, 115–118, 125, 126, 137, 168, 177, 181
<b>ADC</b>	<i>convertor analógico digital</i> (del inglés <i>analog to digital converter</i> ), pp. 156, 201
<b>AEA</b>	<i>Asociación Electrotécnica Argentina</i> , p. 67
<b>ARM</b>	<i>procesador de arquitectura RISC</i> (del inglés <i>advanced RISC machine</i> ), pp. 197, 202, 204
<b>ASA</b>	<i>algoritmo de secuencias absolutas</i> (del inglés <i>absolute sequences algorithm</i> ), pp. 144, 148, 150, 151, 153, 156, 158–162, 169, 171
<b>AWGN</b>	<i>ruido gaussiano blanco aditivo</i> (del inglés <i>additive white gaussian noise</i> ), p. 148
<b>BT</b>	<i>baja tensión</i> , pp. 40, 61, 79
<b>CA</b>	<i>corriente alterna</i> , p. 57
$C_{A1}$	<i>coeficiente de aproximación del nivel 1 de la DWT</i> , p. 83
<b>CaC</b>	<i>causal y anti-causal</i> (del inglés <i>causal and anti-causal</i> ), p. 113
<b>CBEMA</b>	<i>Asociación de Fabricantes de Equipos para Empresas de Computación</i> (del inglés <i>Computer Business Equipment Manufacturers Association</i> ), p. 63
<b>CC</b>	<i>corriente continua</i> , pp. 46, 57, 97
$C_{D1}$	<i>coeficiente de detalle del nivel 1 de la DWT</i> , pp. 83–85
<b>CVUF</b>	<i>factor de desbalance de tensión complejo</i> (del inglés <i>complex voltage unbalance factor</i> ), p. 126
<b>DB6</b>	<i>función wavelet madre Daubechies de seis coeficientes</i> , p. 84
<b>DER</b>	<i>generadores de energía distribuida</i> (del inglés <i>distributed energy resources</i> ), pp. 27, 61, 62
<b>DFT</b>	<i>transformada de Fourier de tiempo discreto</i> (del inglés <i>discrete Fourier transform</i> ), pp. 93–98, 100, 156
<b>DKF</b>	<i>filtro de Kalman de tiempo discreto</i> (del inglés <i>discrete Kalman filter</i> ), pp. 86–88, 90, 92, 106
<b>DP</b>	<i>parámetro de detección</i> (del inglés <i>detection parameter</i> ), p. 112
<b>D&amp;S</b>	<i>algoritmo de S. Douglas y J. Soh</i> , pp. 93, 96–99
<b>DSP</b>	<i>procesador de señales digitales</i> (del inglés <i>digital signal processing</i> ), pp. 117, 156, 197, 201–204
<b>DTP</b>	<i>desviación de la tensión de prefalla respecto de su valor nominal</i> , pp. 136, 150, 151, 153
<b>DVR</b>	<i>restaurador dinámico de tensión</i> (del inglés <i>dynamic voltage restorer</i> ), p. 46
<b>dvr</b>	<i>desviación del valor de referencia</i> , pp. 73, 76, 77, 81

<b>DWT</b>	<i>transformada Wavelet de tiempo discreto</i> (del inglés <i>discrete Wavelet transform</i> ), pp. 83–85
<b>ED</b>	<i>error de duración</i> , pp. 73, 76, 77, 81
<b>EKF</b>	<i>filtro extendido de Kalman</i> (del inglés <i>extended Kalman filter</i> ), p. 88
<b>EMC</b>	<i>compatibilidad electromagnética</i> (del inglés <i>electromagnetic compatibility</i> ), p. 52
<b>ENRE</b>	<i>Ente Nacional Regulador de la Electricidad</i> , pp. 30, 67–69
<b>EPRI</b>	<i>Instituto de Investigación de Energía Eléctrica</i> (del inglés <i>Electric Power Research Institute</i> ), p. 150
<b>EPS</b>	<i>sistemas eléctricos de potencia</i> (del inglés <i>electric power systems</i> ), p. 61
<b>FFT</b>	<i>transformada rápida de Fourier</i> (del inglés <i>fast Fourier transform</i> ), p. 93
<b>FIR</b>	<i>respuesta finita al impulso</i> (del inglés <i>finite impulse response</i> ), pp. 83, 85
<b>FLISR</b>	<i>localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio</i> (del inglés <i>fault location, isolation and service restoration</i> ), p. 45
<b>FTC</b>	<i>Comité Técnico de Instalaciones</i> (del inglés <i>Facilities Technical Committee</i> ), p. 65
<b>ICT</b>	<i>tecnología de la información y comunicación</i> (del inglés <i>information and communication technology</i> ), pp. 63, 65
<b>ICyTE</b>	<i>Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica</i> , pp. 49, 197
<b>IEC</b>	<i>Comisión Electrotécnica Internacional</i> (del inglés <i>International Electrotechnical Commission</i> ), pp. 28, 52, 67
<b>IEEE</b>	<i>Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica</i> (del inglés <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> ), pp. 28, 56, 58
<b>IIR</b>	<i>respuesta infinita al impulso</i> (del inglés <i>infinite impulse response</i> ), pp. 94–99
<b>IRAM</b>	<i>Instituto Argentino de Normalización y Certificación</i> , p. 67
<b>ISO</b>	<i>Organización Internacional de Normalización</i> (del inglés <i>International Organization for Standardization</i> ), pp. 52, 67
<b>ITI</b>	<i>Consejo de la Industria de la Tecnología de la Información</i> (del inglés <i>Information Technology Industry Council</i> ), p. 64
<b>ITU</b>	<i>Unión Internacional de Telecomunicaciones</i> (del inglés <i>International Telecommunication Union</i> ), p. 52
<b>LIC</b>	<i>Laboratorio de Instrumentación y Control</i> , pp. 49, 50, 155, 156, 158–162, 169, 171, 197
<b>LKF</b>	<i>filtro lineal de Kalman</i> (del inglés <i>linear Kalman filter</i> ), pp. 88, 89
<b>MCF</b>	<i>modelo de componentes fasoriales</i> , p. 89
<b>MCI</b>	<i>modelo de componentes instantáneas</i> , p. 89
<b>MRA</b>	<i>análisis multi-resolución</i> (del inglés <i>multiresolution analysis</i> ), p. 83
<b>mSDFT</b>	<i>transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizante modulada</i> (del inglés <i>modulated sliding discrete Fourier transform</i> ), pp. 93, 98–101, 148, 149, 156, 159, 161
<b>mSDFT<sup>0</sup></b>	<i>mSDFT sin la etapa de demodulación</i> , p. 99
<b>MSE</b>	<i>error cuadrático medio</i> (del inglés <i>mean squared error</i> ), pp. 146–148, 151
<b>MT</b>	<i>media tensión</i> , pp. 40, 61, 79
<b>OCEBA</b>	<i>Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires</i> , pp. 30, 68, 69
<b>PCC</b>	<i>punto de conexión común</i> (del inglés <i>point of common coupling</i> ), pp. 37, 38, 61, 131–135, 177
<b>PLC</b>	<i>comunicación por la línea de energía</i> (del inglés <i>power line communication</i> ), p. 199
<b>PMU</b>	<i>unidad de medición fasorial</i> (del inglés <i>phasor measurement units</i> ), p. 170

<b>POW</b>	<i>punto sobre la onda</i> (del inglés <i>point on wave</i> ), pp. 73, 74, 80, 84, 85, 90, 92, 99, 104
<b>PQ</b>	<i>calidad de la energía</i> (del inglés <i>power quality</i> ), pp. 25, 28–30, 41, 112
<b>PQM</b>	<i>monitor de calidad de la energía</i> (del inglés <i>power quality monitor</i> ), pp. 50, 99, 104, 131, 158, 162, 169, 199
<b>PSL</b>	<i>Power Standard Lab</i> , p. 66
<b>pu</b>	<i>por unidad</i> , pp. 57, 58, 60, 72, 74, 75, 79, 80, 84, 90, 104, 125, 126, 130, 134, 135, 137, 138, 147, 150, 190, 191
<b>PV</b>	<i>valor pico</i> (del inglés <i>peak value</i> ), pp. 73, 79, 80
<b>REI</b>	<i>red eléctrica inteligente</i> , pp. 25, 26, 28, 45
<b>RES</b>	<i>fuentes de energía renovables</i> (del inglés <i>renewable energy sources</i> ), p. 27
<b>RFA</b>	<i>rotación de fase asimétrica</i> , pp. 134, 150, 151, 153
<b>RFS</b>	<i>rotación de fase simétrica</i> , pp. 135, 150, 151, 153
<b>RMS</b>	<i>valor eficaz</i> (del inglés <i>root mean square</i> ), pp. 31, 37, 47, 48, 54, 55, 58, 60, 61, 64, 65, 73, 74, 76, 78–80, 82, 83, 90, 104, 105, 131, 140, 145–147, 158–161
<b>RTC</b>	<i>reloj de tiempo real</i> (del inglés <i>real time clock</i> ), p. 202
<b>RVC</b>	<i>cambios rápidos de tensión</i> (del inglés <i>rapid voltage changes</i> ), pp. 61, 62
<b>Sb-SDFT</b>	<i>DFT deslizante de una única componente</i> (del inglés <i>single-bin sliding DFT</i> ), pp. 93, 94
<b>SCA</b>	<i>algoritmo de componentes simétricas</i> (del inglés <i>symmetrical components algorithm</i> ), pp. 117, 119, 137–139, 150, 151, 168
<b>SDFT</b>	<i>transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizante</i> (del inglés <i>sliding discrete Fourier transform</i> ), pp. 93–99
<b>SEMI</b>	<i>Asociación Internacional de la Industria de Semiconductores</i> (del inglés <i>Semiconductor Equipment and Materials International</i> ), p. 65
<b>SFDF</b>	<i>salto de fase debido a la falla</i> , pp. 130, 132, 150, 151, 153
<b>SFDR</b>	<i>salto de fase debido a la red</i> , pp. 132, 150, 151, 153
<b>SGT</b>	<i>transformada de Goertzel de ventana deslizante</i> (del inglés <i>sliding Goertzel transform</i> ), pp. 93, 95–99
<b>SMES</b>	<i>almacenamiento de energía magnética por superconducción</i> (del inglés <i>superconducting magnetic energy storage</i> ), p. 46
<b>SNR</b>	<i>relación señal ruido</i> (del inglés <i>signal to noise ratio</i> ), p. 148
<b>SPA</b>	<i>algoritmo de seis fases</i> (del inglés <i>six phases algorithm</i> ), pp. 118, 137, 138, 140, 150, 151, 168
<b>SVA</b>	<i>algoritmo de vector espacial</i> (del inglés <i>space vector algorithm</i> ), pp. 121, 122, 137, 138, 141, 150, 168
$T_{ac}$	<i>tiempo anti-causal</i> , pp. 113, 114
$T_c$	<i>tiempo causal</i> , pp. 113, 114
$t_d$	<i>tiempo de detección</i> , pp. 84, 101
<b>TDI</b>	<i>tiempo de detección del inicio</i> , pp. 73, 76, 77, 81
$t_f$	<i>tiempo de fin</i> , pp. 72, 84, 104
$t_i$	<i>tiempo de inicio</i> , pp. 72, 84, 104
<b>TPA</b>	<i>algoritmo de tres fases</i> (del inglés <i>three phases algorithm</i> ), p. 126
<b>TP-TA</b>	<i>algoritmo de tres fases - tres ángulos</i> (del inglés <i>three phases three angles</i> ), pp. 125, 126
<b>UART</b>	<i>transmisor-receptor asíncrono universal</i> (del inglés <i>universal asynchronous receiver-transmitter</i> ), pp. 202, 204

<b>UPS</b>	<i>sistema de alimentación ininterrumpida (del inglés uninterruptible power supply), pp. 46, 66</i>
$U_{res}$	<i>valor mínimo alcanzado durante el evento conocido como tensión residual, pp. 74, 75, 92, 99, 138</i>
$U_{th}$	<i>umbral de tensión para la detección del inicio de un evento, p. 74</i>
$U_{th+hys}$	<i>umbral de tensión para la detección del fin de un evento, pp. 74, 92</i>
<b>VSC</b>	<i>convertidor de fuente de tensión (del inglés voltage source converter), p. 46</i>
<b>VSPT</b>	<i>técnica de periodo de muestreo variable (del inglés variable sampling period technique), p. 156</i>

# 1 Introducción



*“La Persistencia de la Memoria”*, Salvador Dalí, 1931.

*“Lo que pinta este pincel ni el tiempo lo ha de borrar, ..., no pinta quien tiene gana sino quien sabe pintar”*

*“La vuelta de Martín Fierro”*, José Hernández, 1879.

## Síntesis del capítulo

En este Capítulo se introducen los conceptos de red eléctrica convencional, red eléctrica inteligente, y la temática de calidad de la energía, poniendo énfasis en los eventos de tensión. A fin de comprender la importancia de los mismos, se desarrollan brevemente sus causas, consecuencias y los principales métodos de mitigación. Finalmente, el capítulo concluye con una breve descripción de la propuesta y los aportes realizados, que se desarrollarán a lo largo de esta tesis.

### 1.1 Red eléctrica convencional

La red eléctrica convencional es un sistema físico que conecta los grandes generadores con los consumidores finales a través de líneas de transmisión, subtransmisión, y distribución. Desde sus inicios a mediados del siglo XIX, en la era industrial, evolucionó desde pequeños sistemas insulares atendiendo áreas geográficas acotadas hacia una red más amplia interconectada que abarca múltiples áreas y se encuentra en constante expansión [1, 2].

La estructura de una red eléctrica convencional, es decir su topología, consiste de tres componentes principales que se aprecian en la Fig. 1.1:

- **Centrales eléctricas:** producen energía eléctrica a gran escala por medio de generadores que convierten energía térmica (combustión de carbón, gas, petróleo, etc.), energía nuclear o energía renovable (hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar de concentración, biomasa, undimotriz, etc.) en energía eléctrica. En su gran mayoría los generadores constan de máquinas rotativas sincrónicas y/o inversores electrónicos, ambos controlados para mantener una tensión con amplitud y frecuencia estables, inyectando a la red eléctrica cantidades controladas de energía activa y reactiva. En una central eléctrica típica, varios generadores operan en paralelo conectados en un punto común proporcionando la energía total demandada. Generalmente estas centrales se ubican en las cercanías del recurso que explotan (fósil, nuclear o renovable), y no siempre esta locación coincide con las regiones de mayor consumo y/o densamente pobladas que demandan esa energía generada [3, 4].
- **Redes de transmisión y subtransmisión:** a fin de transportar la energía eléctrica generada hacia los centros de consumo, que suelen hallarse a grandes distancias, se debe elevar la tensión a fin de reducir la corriente y en consecuencia las pérdidas de energía por efecto Joule. Por tal motivo las líneas de transmisión operan en rangos que se denominan alta tensión (de 35 kV a 230 kV) y muy alta tensión (de 245 kV a 1200 kV) de acuerdo a la norma IEC 60038 [5]. Estas redes interconectan las centrales eléctricas a lo largo de un país o continente, canalizando y transmitiendo la energía generada por varias centrales a lo largo de grandes áreas. La proliferación de estas redes ha contribuido a bajar los precios de la electricidad en los países industrializados y ha permitido la desregulación del mercado de la energía eléctrica en algunos casos. [3, 4].
- **Redes de distribución:** luego de recorrer grandes distancias, cuando la energía eléctrica llega a las áreas de consumos (urbanas o rurales), se reduce a niveles de tensión más bajos a fin de reducir los costos de aislamiento y aumentar la seguridad de la población. La red distribuye energía desde las estaciones y subestaciones transformadoras hacia los consumidores en diferentes niveles de tensión (alta, media y baja tensión) dependiendo de las necesidades del usuario final, siendo la baja tensión el nivel requerido para los consumidores residenciales y comerciales (de 100 V a 1000 V [5]), la media tensión para industrias individuales (de 1 kV a 35 kV [5]) y la alta tensión para complejos de varias industrias o parques industriales (de 35 kV a 230 kV [5]). Estas redes pueden ser radiales o anilladas, pero generalmente operan en forma radial (en el caso de las anilladas operan con el anillo abierto y este se cierra sólo en casos de emergencias) [6, 7].

La topología de la red mostrada en la Fig. 1.1 permite emplear métodos de protección y operación simples y continua vigente en la mayoría de los países industrializados. Sin embargo,

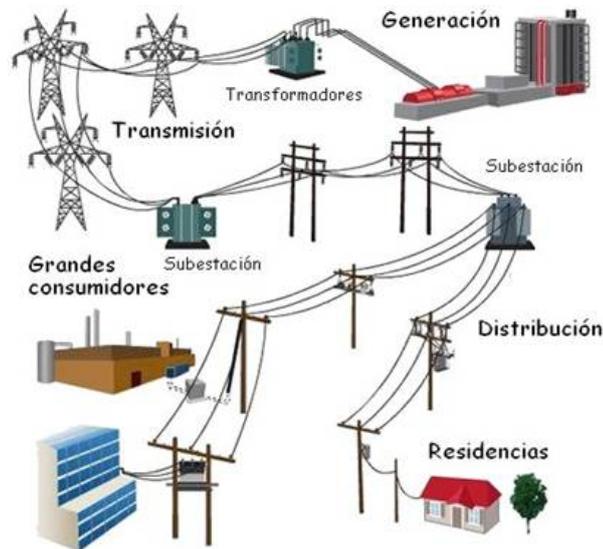


Figura 1.1.: Red eléctrica convencional. Figura extraída del trabajo de Lavaei [8].

la principal desventaja de esta configuración reside en que las fallas en cualquier punto tendrán algún impacto sobre las tensiones y corrientes de toda la red, debido a que se trata de un sistema en cascada. Por ejemplo, un fallo en la red de transmisión dará lugar a una falla en la red de distribución, lo cual produce una interrupción del servicio para un gran número de usuario finales [9].

A modo de resumen, entre las principales características de las redes eléctricas convencionales se destacan [10]:

1. Tienen estructura vertical.
2. El flujo de potencia es en general unidireccional, en especial en las redes de distribución.
3. El precio de la energía eléctrica es fijado por las empresas que brindan el servicio al consumidor. Los consumidores no pueden elegir el proveedor, por lo cuál son considerados pasivos.

## 1.2 Red eléctrica inteligente

Los cambios a los cuáles están sometidas las redes eléctricas convencionales en el curso de los últimos años han evidenciado que las mismas no están preparadas para enfrentar los desafíos del futuro. Esta necesidad de modernizar las redes eléctricas ha evolucionado hacia el desarrollo del concepto de *red eléctrica inteligente* (REI). En el curso de la última década, el mismo ha pasado de ser un tópico futurista a convertirse en una realidad concreta, al menos en los países más desarrollados. El concepto de las REI se puede sintetizar como la conjunción de la red eléctrica tradicional con tecnologías modernas de la información y comunicación más la integración de sistemas de generación distribuida y microrredes (Fig. 1.2).

El concepto de REI se percibe ampliamente como una forma de resolver problemas relacionados con el creciente consumo de energía, la integración de la generación distribuida,

## 1. Introducción

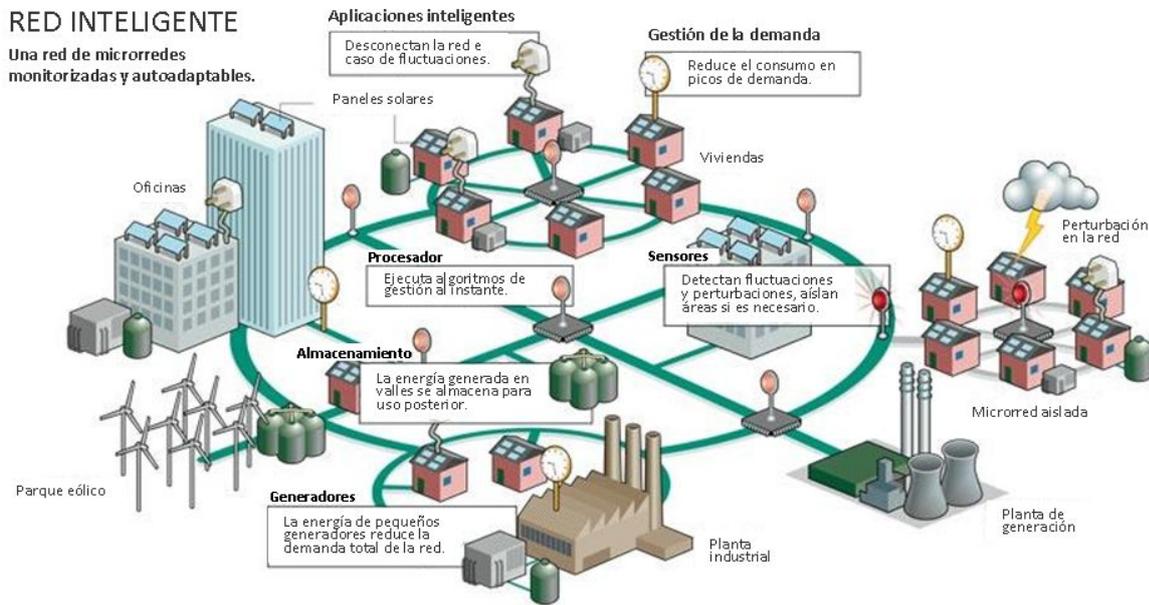


Figura 1.2.: Red eléctrica inteligente. Figura extraída del trabajo de Marris [11].

la eficiencia energética, la fiabilidad del suministro de energía y la *calidad de la energía* (del inglés *power quality*, **PQ**) [10]. A continuación se resumen los factores más importantes que llevaron al desarrollo del concepto de **REI**:

- El envejecimiento de las redes eléctricas convencionales junto con la aparición de nuevas funcionalidades que representan nuevos requerimientos técnicos.
- Factores políticos y ambientales, como por ejemplo, la inclusión de fuentes de energía renovables o el uso racional de la energía.
- Liberalización o desregulación del mercado eléctrico.
- Motivación e inclusión de clientes como participantes activos en la gestión de la red.

Al día de hoy, los países más desarrollados han realizado inversiones millonarias para la automatización de la distribución, la lectura remota de los medidores de energía y la implantación de generadores de energía basados en fuentes renovables. En el caso de los países en vías de desarrollo y, en particular de América Latina, el panorama de las **REI** está más rezagado, pero hay una tendencia positiva a fomentar la implementación de proyectos afines a esta temática.

Se espera que las futuras **REI** difieran de las redes eléctricas convencionales en varios aspectos. La Tabla 1.1 resume las diferencias fundamentales entre la red eléctrica inteligente y la red eléctrica convencional, particularmente en lo que respecta a la red de distribución.

Tabla 1.1.: Diferencias fundamentales entre las redes eléctricas convencionales y las redes eléctricas inteligentes.

<b>Característica o componente</b>	<b>Red eléctrica convencional</b>	<b>Red eléctrica inteligente</b>
Comunicaciones	Ninguna o unidireccional, normalmente no es en tiempo real	Bidireccional, tiempo real
Interacción con el cliente	Limitada	Extensiva
Medición	Electromecánica o digital sin comunicación	Digital (actualizando precios y medición neta en tiempo real)
Operación y mantenimiento	Verificación manual del equipamiento	Monitoreo remoto, mantenimiento predictivo basado en el tiempo
Generación	Centralizada	Centralizada y distribuida
Control del flujo de potencia	Limitado	Integral, automatizado
Confiabilidad	Con tendencia a los fallos y las interrupciones en cascada, esencialmente reactivos	Protección automatizada y proactiva, previene interrupciones antes de que comiencen.
Restauración posterior a la perturbación	Manual	Autoreparación
Topología de las redes de distribución	Radial, generalmente flujo de potencia unidireccional	Red, múltiples vías de flujo de potencia

La obsolescencia de las redes eléctricas convencionales se ha visto acelerada por importantes cambios que resultaron ser difíciles de integrar, tales como:

1. La integración de *generadores de energía distribuida* (del inglés *distributed energy resources*, **DER**) basados en generadores que incluyen *fuentes de energía renovables* (del inglés *renewable energy sources*, **RES**) y sistemas de almacenamiento en redes eléctricas.
2. La reciente evolución de la industria del transporte en términos de vehículos eléctricos se presenta como un nuevo tipo de carga adicional para la red, que además presenta una característica de movilidad física y temporal.
3. La situación dinámica entre los actores del mercado eléctrico y las empresas eléctricas debido a la liberalización del mercado eléctrico en los últimos años, que requiere la implementación de nuevas herramientas y metodologías con la ayuda de tecnologías nuevas y avanzadas.

Estos cambios han llevado al límite el funcionamiento, la gestión y la protección de las redes convencionales de diversas maneras. Además, el avance de las tecnologías digitales, de comunicación, de control automático y otras, ha abierto nuevas ventanas y oportunidades para encontrar soluciones y abordar los problemas de la red. Esto ha conducido a pensar inicialmente en la modernización de las redes eléctricas convencionales y, finalmente, en el desarrollo del concepto de la *Red Eléctrica Inteligente*.

## 1. Introducción

La red de energía mostrada en la Fig. 1.2 podría ser una red de transmisión, una red de distribución, una red industrial, o cualquier otro tipo de red eléctrica. Para una red de transporte, los clientes son, por ejemplo, las estaciones de generación, redes de distribución, grandes clientes industriales (que estarían generando o que consumen electricidad en momentos diferentes, según, por ejemplo, el precio de la electricidad en ese momento) y otras redes de transmisión. Para una red de distribución, los clientes son principalmente los usuarios finales que sólo consumen electricidad, aunque también la red de transmisión y estaciones de generación más pequeños pueden ser clientes de la red [12, 13].

El modelo de la Fig. 1.2 es válido también cuando se considera la integración de fuentes de energía renovables, de bajo impacto ambiental, a la red eléctrica. El objetivo de la REI no es sólo el transporte de la energía eléctrica, sino permitir las transacciones entre los clientes. En este modelo algunos clientes pueden producir energía (*productores*), otros consumirla (*consumidores*) y algunos pueden realizar ambas acciones en diferentes momentos (*prosumidores*). Por lo cuál, en este esquema, la red eléctrica se comporta en forma bidireccional con respecto al flujo de energía eléctrica. Dependiendo del valor del bien en el mercado y de la disponibilidad de energía algunos clientes pueden cambiar su rol.

### 1.3 Calidad de la energía

En una red eléctrica ideal cada cliente debe percibir al suministro de electricidad como una fuente de tensión ideal, con una impedancia cero. Cualquiera que sea la corriente, la tensión recibida por el cliente debe mantener su valor nominal. En la realidad esto no ocurre, y los clientes de la empresa distribuidora pueden verse afectados por las interacciones entre las cargas de los usuarios y la red de distribución (líneas, transformadores, etc.). De esta forma, la conexión o desconexión de grandes cargas en las inmediaciones de un punto de la red pueden afectar las características de la tensión en dicho punto. Es en estos casos donde es necesario ahondar en el concepto de PQ, el cual integra aquellos fenómenos que provocan cambios en la tensión suministrada.

Durante décadas, gran parte de los equipos conectados a las redes eléctricas han sido capaces de operar en forma satisfactoria ante amplias variaciones en los parámetros de tensión y corriente del suministro eléctrico. Sin embargo, en los últimos años, con el advenimiento de la tecnología, la sofisticación de los electrodomésticos, el desarrollo de la electrónica de consumo, etc., se ha añadido una gran cantidad de equipos a la red, que no son tan tolerantes a estas variaciones, por lo cuál demandan energía de calidad. En este sentido, proveer energía en forma ininterrumpida y de calidad se ha convertido en una estrategia de negocios para las empresas productoras de energía, dando origen a un mercado energético abierto y competitivo. Al igual que las demás mercancías, para la energía eléctrica no debe haber problemas de calidad en ningún punto de transacción del sistema [14].

#### 1.3.1 Definición

Al analizar la bibliografía específica, se observa que diversas fuentes dan diferentes definiciones, a veces contradictorias, de lo que significa calidad de energía eléctrica. El diccionario del *Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica* (del inglés *Institute of Electrical and Electronics Engineers*,

IEEE) define calidad de energía eléctrica como el *concepto de alimentación y puesta a tierra de equipos sensibles de tal forma que el funcionamiento de dichos equipos sea el adecuado* [15]. En cambio, la *Comisión Electrotécnica Internacional* (del inglés *International Electrotechnical Commission, IEC*) la define como *las características de la electricidad en un punto dado de un sistema eléctrico, evaluado contra una serie de parámetros técnicos de referencia* [16]. La definición utilizada a lo largo de esta tesis es la misma que la propuesta en el trabajo de Bollen [17], donde se establece que la PQ concierne a las *desviaciones de la tensión real y corriente real de sus contrapartes ideales*. Se entiende a la tensión ideal como una forma de onda de tensión sinusoidal con amplitud y frecuencia constantes, donde tanto la amplitud y la frecuencia son iguales a sus valores nominales, y la corriente ideal cuya amplitud y frecuencia también son constantes, pero además, la frecuencia y la fase es la misma que la frecuencia y la fase de la tensión (Fig. 1.3). Cualquier desviación de la tensión o de la corriente del ideal es un perturbación de PQ.

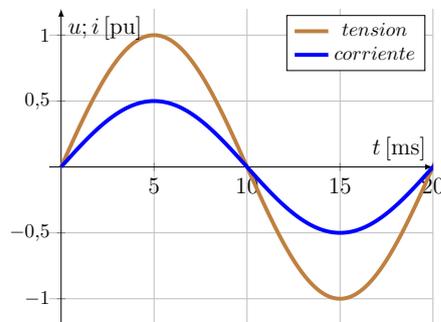


Figura 1.3.: Tensión ( $u$ ) y corriente ( $i$ ) ideales expresadas en por unidad de sus valores nominales.

### 1.3.2 Importancia de la calidad de la energía

Los sistemas de generación, transporte y distribución deben tener como objetivo prioritario suministrar a los usuarios la energía eléctrica a un costo competitivo y con una calidad acorde con las exigencias actuales. El creciente interés en la PQ se debe principalmente a las siguientes razones:

- Los equipos tecnológicos de consumo de última generación utilizan controles basados en microprocesadores y electrónica de potencia. Debido a esto son más sensibles a las perturbaciones de PQ que los equipos analógicos de generaciones anteriores [18].
- Los procesos de producción, que utilizan equipos industriales cada vez menos sensibles a las perturbaciones, se han vuelto a su vez menos tolerantes a un funcionamiento incorrecto del equipamiento, y las empresas se han vuelto menos tolerantes a las paradas de producción. Todo esto conduce a costos más elevados que antes, incluso en el caso de perturbaciones de muy corta duración.
- Los equipos actuales, en su mayoría equipados con convertidores electrónicos de alta o baja potencia, producen más distorsión armónica en la forma de onda de la corriente, en comparación con equipos preexistentes, lo cuál da un indicio de que la distorsión armónica en el sistema eléctrico (particularmente en redes de distribución) está aumentando [6].

## 1. Introducción

- Los usuarios finales han aumentado su conocimiento en materia de PQ, y están exigiendo a los proveedores del servicio eléctrico mejorar la calidad de energía entregada [18].
- La desregulación del mercado eléctrico requiere cada vez más indicadores de calidad al mismo tiempo que los clientes exigen más información sobre la PQ que reciben [12].
- La inclusión de generación distribuida y fuentes de energía renovable a la red eléctrica puede crear problemas de PQ, o por el contrario, en algunos casos puede contribuir con la mitigación de algunos de ellos. La mayoría de las interfaces entre la red eléctrica y este tipo de generadores son sensibles a las perturbaciones de tensión [6, 19, 20, 21].
- El interés creciente en tecnología con bajo impacto ambiental que permita mejorar la eficiencia energética y hacer un uso racional de la energía ha conducido a la inclusión masiva de dispositivos de bajo consumo. Sin embargo, estos equipos suelen tener comportamientos no lineales que perturban la PQ. Por ejemplo, las lámparas de bajo consumo son una fuente importante de distorsión de la forma de onda [22, 23].

En nuestro país, en 1996 el *Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)* establece a nivel nacional la “*Base Metodológica para el Control de la Calidad del Servicio Técnico*” [24]. En 1997 el *Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA)* establece las “*Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones*”, en el ámbito de la provincia de Buenos Aires [25]. Esta normativa es incorporada en los contratos celebrados con las concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica en cuyo “*Subanexo D*” se especifican cuatro etapas con diferentes niveles de exigencia crecientes en la calidad de servicio.

El concepto de calidad se divide en dos tópicos principales: *Calidad del Servicio Técnico Prestado* y *Calidad de Producto*. La continuidad del suministro eléctrico o *Calidad del Servicio Técnico Prestado*, involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro. La *Calidad de Producto Técnico* se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones asociadas (variaciones rápidas, caídas lentas de tensión y distorsión armónica).

Cada día es mayor el número de cargas que utilizan electrónica sofisticada y requieren de la red de alimentación un nivel de continuidad en la prestación del servicio y calidad en el suministro eléctrico. Por ello, la problemática de la calidad del producto y servicio técnico, es objeto de un interés creciente, tanto por las compañías distribuidoras, los usuarios de energía eléctrica, como en el ámbito académico. La calidad bajo las reglas del Mercado Eléctrico Argentino, constituye un factor de mérito en la prestación a controlar por los Entes Reguladores, como condición contractual en la concesión del servicio público.

Específicamente, la *Calidad del Servicio Técnico Prestado* se evalúa a partir de datos estadísticos como la frecuencia de interrupciones y a la duración de cada una de ellas en función de los siguientes indicadores: a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un cliente). b) Duración de cada interrupción (tiempo total sin suministro para cada interrupción). La misma normativa establece los valores máximos admitidos para cada indicador, en caso de excederse de dichos valores se aplican las sanciones descriptas en el reglamento.

En lo que respecta a la *Calidad del Producto* se evalúan los niveles de tensión (fluctuaciones rápidas y lentas), niveles de distorsión armónica en la tensión, emisiones armónicas en corriente, oscilaciones en la tensión (*flicker*) y factor de potencia, y se aplican las respectivas sanciones en función del tiempo sobre el cual se excedieron los niveles exigidos.

Dentro del abanico de fenómenos comprendidos en el concepto de PQ (o Calidad del Producto) se encuentra un conjunto de perturbaciones de tensión denominadas *dips* de tensión, *swells* e interrupciones de corta duración. Las mismas no están reguladas en nuestro país, a pesar de su importancia e impacto sobre los usuarios de la energía eléctrica. Estas perturbaciones son comúnmente conocidas como eventos de tensión [17, 6] y son las responsables de importantes pérdidas económicas, tanto para las empresas de energía como para los usuarios, en especial los industriales. A fin de cuantificarlos y caracterizarlos para evaluar sus causas, sus consecuencias, e incluso tomar acciones correctivas para mitigarlos, es de vital importancia contar con herramientas que permitan detectarlos y clasificarlos en forma automatizada en el menor tiempo y con la mayor certeza posibles. En la próxima sección se abordará con mayor profundidad esta rama de la calidad de la energía a la cuál está dedicada esta tesis.

## 1.4 Eventos de tensión

A fin de normalizar las definiciones y características de las perturbaciones eléctricas, la norma IEEE 1159:2009 [26] hace referencia a una clasificación general de fenómenos electromagnéticos realizada en la norma IEC 61000-2-5:1995 [27], describiendo cada categoría, como se verá en el Capítulo 2. En esta clasificación, los *dips*, *swells* e interrupciones se clasifican como variaciones de corta duración que pueden ser instantáneas (0.5 a 30 ciclos), momentáneas (30 ciclos a 3 segundos) y temporales (3 segundos a 1 minuto), como se aprecia en la Fig. 1.4. Otra fuente bibliográfica relevante en el área de calidad de la energía, como la de Bollen y Gu [6], clasifica a las perturbaciones en dos tipos bien diferenciados: *variaciones* y *eventos*, ubicando a los *dips*, *swells* e interrupciones en este último grupo. Según esta bibliografía, las variaciones son pequeñas desviaciones estacionarias respecto de su valor ideal que se miden en forma continua, como por ejemplo el valor eficaz, la frecuencia o la distorsión armónica. Por otra parte, los eventos son perturbaciones repentinas que tienen un inicio y un fin bien demarcados, como los *dips*, *swells* e interrupciones. Los términos *dip* y *swell* son europeos y serán utilizados en esta tesis, sin embargo en norteamérica se los denomina *sag* y *surge*, y en sudamérica se los suele denominar *hueco de tensión* y *sobretensión* respectivamente.

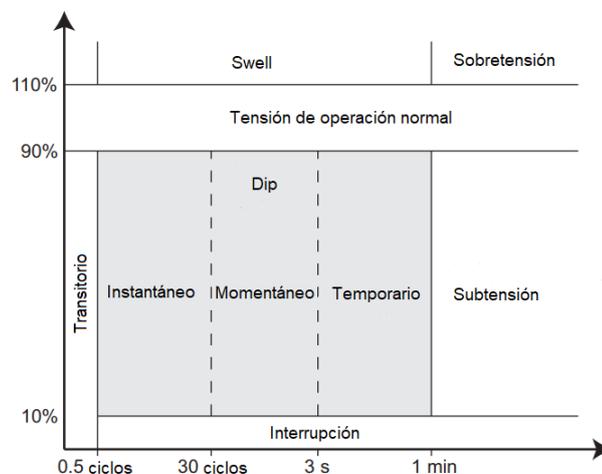


Figura 1.4.: Definición de *dip*, *swells* e interrupción de acuerdo a la norma IEEE 1159-2009.

## 1. Introducción

Un *dip* de tensión (Fig. 1.5) es una reducción del *valor eficaz* (del inglés *root mean square*, **RMS**) de la tensión de alimentación de un sistema eléctrico durante un breve periodo de tiempo. Un *dip* se describe de acuerdo con su duración y la tensión remanente más baja que, por lo general, se expresa en porcentaje de la tensión **RMS** nominal y varía entre el 90 % y el 10 % según la norma IEEE 1159-2009 [26]. En algunos textos, en lugar de emplear la tensión remanente o retenida, se emplea la profundidad del *dip*, es decir, la caída de tensión medida desde el valor nominal. Así, por ejemplo una tensión residual del 70 % es equivalente a una profundidad del *dip* del 30 %. La ocurrencia de un *dip* de tensión supone que la carga no recibirá la energía necesaria para su funcionamiento, lo cuál puede acarrear graves consecuencias que dependerán del tipo de carga que se trate. Un *swell* de tensión (Fig. 1.5) es un aumento de la tensión **RMS** de alimentación de un sistema eléctrico durante un breve periodo de tiempo. Al igual que un *dip*, un *swell* se define por su duración y la tensión remanente más alta. Este valor de tensión, superior al 110 % del valor nominal de la red, puede interferir el normal funcionamiento de los equipos y según su severidad puede generar daños irreversibles. Por último, una interrupción de tensión (Fig. 1.5) es una reducción por debajo del 10 % del valor **RMS** nominal. Las interrupciones dejan fuera de servicio a un numero importante de clientes residenciales, comerciales e industriales, dando lugar a grandes pérdidas, en especial a los últimos dos, que pueden alcanzar un lucro cesante significativo durante cada interrupción.

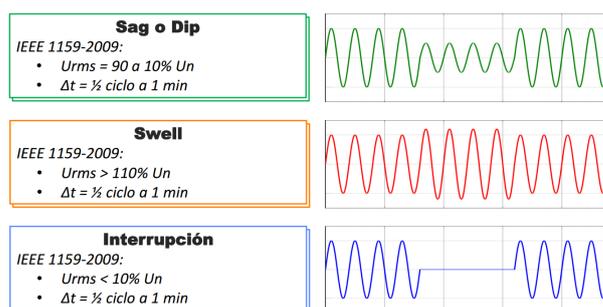


Figura 1.5.: Ejemplo de *dip*, *swell* e interrupción de acuerdo a la norma IEEE 1159-2009.

### 1.4.1 Causas

Los eventos de tensión se pueden originar por diversas causas, entre las cuáles se destacan:

- Fallas en la red
- Arranque de motores de inducción
- Energización de transformadores
- Maniobras de grandes cargas
- Descargas de origen atmosférico

A continuación se describe cada una de estas causas a fin de comprender el origen de los eventos y la dependencia de su severidad en la magnitud, duración y frecuencia.

### 1.4.1.1 Fallas en la red

Las mismas pueden producirse entre una fase y tierra, dos fases, dos fases y tierra, o entre las tres fases. Se pueden originar por contactos accidentales con vegetación o animales, envejecimiento de aisladores, caídas de líneas por fuertes vientos, sabotajes, etc. Como ya se mencionó, los parámetros más importantes que definen un evento de tensión son su *magnitud* y su *duración*.

La *magnitud* de un *dip* de tensión en un punto determinado, debida a una falla en otra parte de la red de transmisión o distribución, depende de la topología de ésta, que en general es compleja, y de las impedancias relativas del lugar donde se produjo la falla, de la carga y de los generadores en su punto de acoplamiento. En la Fig. 1.6 se presenta un ejemplo ilustrativo de una red con dos generadores y tres niveles de distribución diferentes. Teniendo en cuenta las impedancias indicadas en la red (expresadas en por unidad y considerando que son resistivas puras a modo de simplificación), una falla en la posición F1 afectará a todos los usuarios de la carga 1 con una tensión retenida del 0 % y los usuarios de las cargas restantes verán un *dip* de tensión retenida del 50 %. Mientras que una falla en la posición F3 dejará a los usuarios de la carga 3 con una tensión retenida del 0 %, a los usuarios de la carga 2 con una tensión del 64 % y a los usuarios de la carga 1 con una tensión del 98 %. Nótese que una falla en el nivel 1 afecta a muchos más consumidores y con mayor severidad que una falla en el nivel 3. Las cargas conectadas al nivel 3 probablemente sufrirán muchos más *dips* de tensión que una carga conectada al nivel 1, porque en ese nivel hay muchos más puntos de fallas potenciales que están afectados por las fallas en el nivel 1 y nivel 2. Las cargas de los niveles 2 y 1 son progresivamente menos sensibles a las fallas en el nivel 3. Como corolario, cuanto más alejada esté la carga de la fuente, más frecuentes y más severos serán los *dips* de tensión debidos a fallas en la red [28].

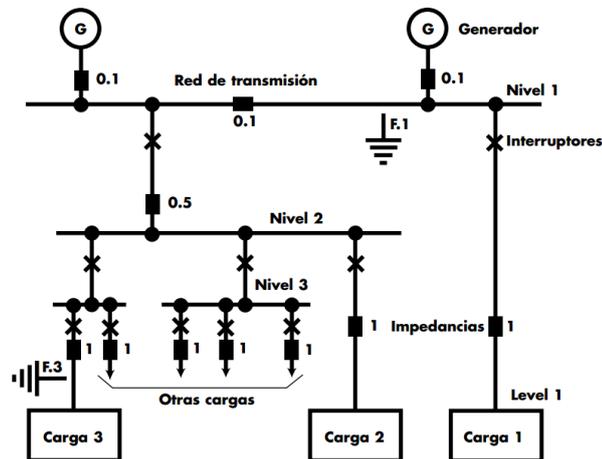


Figura 1.6.: Ejemplo de fallas en diferentes puntos de una red eléctrica. Figura extraída del trabajo de Chapman [28].

La *duración* del *dip* de tensión depende del tiempo que tardan los elementos de protección en detectar y aislar una falla. El tiempo de despeje de una falla de un relé de protección se puede dividir en dos partes diferentes: el *tiempo de operación del relé de control* (que incluye algún retardo intencional necesario para la coordinación de protecciones) y el *tiempo de apertura del interruptor de potencia*. El tiempo de operación del relé es el intervalo de tiempo desde el

## 1. Introducción

instante en el cuál es detectada la falla hasta el instante en el cuál una señal de disparo es enviada al interruptor. El tiempo de apertura del interruptor es el tiempo total transcurrido para interrumpir completamente la corriente [29].

En las redes de transmisión de alta tensión se utilizan sistemas de protección de distancia y sistemas de protección diferencial con tiempos de despeje de la falla en el orden de 50 a 300 ms (2.5 a 15 ciclos). En sistemas de distribución de media tensión, en redes radiales, el método de protección es principalmente la utilización de relés de sobrecorriente con retardo de tiempo. Los tiempos de despeje de fallas están en el orden de 200 a 2000 ms (10 a 100 ciclos). En sistemas de baja tensión con menos necesidad de redundancia en materia de protecciones, se utilizan los fusibles. Cuando interrumpen el circuito, no se pueden reemplazar automáticamente y causan largas interrupciones. Los tiempos de despeje están en el rango de 10 a 1000 ms (0.5 a 50 ciclos). Los generadores, barras de distribución y transformadores se protegen utilizando relés diferenciales con tiempos de despeje de fallas entre 100 y 300 ms (5 a 15 ciclos) [29].

En la Fig. 1.7 se observa una parte de una red mallada que puede ser alimentada por diferentes fuentes a través de los nodos 1, 3 y 4. Si ocurre una falla en el punto  $a$  aumentará la corriente en el interruptor  $B_{12}$  y caerá la tensión en el nodo 1. La *protección de distancia* (50-100 ms) se basa en sensar la relación  $V_1/I_{12}$ , la cuál presenta mucha sensibilidad para detectar la falla. El valor  $V_1/I_{12}$  se puede ver como la fracción  $\lambda Z_{12}$  de la impedancia total  $Z_{12}$ . Si se cumple que  $V_1/I_{12} = \lambda Z_{12} < Z_c$ , siendo  $Z_c$  un valor preajustado menor a  $Z_{12}$ , entonces el relé de distancia enviará una señal al interruptor  $B_{12}$  para que abra el circuito. Es decir, las fallas ocurridas a cierta distancia del nodo 1 (zona 1), dispararán el interruptor  $B_{12}$  a través del relé de distancia que sensa en esa zona. Al usar varios relés de distancia para cada interruptor, son posibles diferentes zonas de protección, en este caso los relés de las zonas 2 y 3 también dispararán el interruptor  $B_{12}$  pero luego retardos suficientemente grandes (proporcionales a la distancia al nodo 1) para que sólo operen si por algún error no actuó el relé de distancia de la zona 1. Estos sistemas de protección redundantes se utilizan especialmente en redes de transmisión malladas.

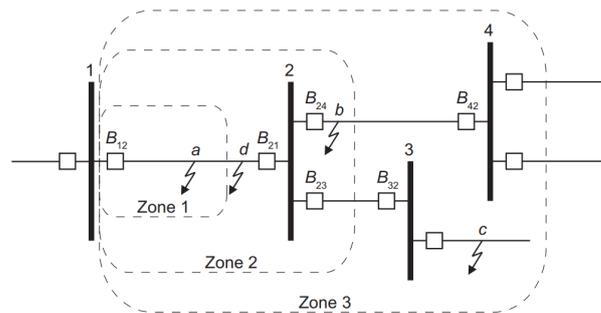


Figura 1.7.: Protección usando relés de distancia. Figura extraída del trabajo de Wuamundson [29].

El *relé diferencial* protege motores, barras de distribución y transformadores, comparando las corrientes entrante y saliente del equipo protegido. (Fig. 1.8). Si la diferencia entre ambas supera un valor predefinido el relé emite una señal de disparo que activa a un interruptor de potencia, interrumpiendo la corriente entrante.

El *relé de sobrecorriente*, utilizado principalmente en redes radiales de distribución, se basa en enviar una señal de disparo hacia un interruptor cuando la corriente que lo atraviesa supera un número preajustado de veces la corriente nominal que debería pasar por ese interruptor durante un tiempo superior al retardo predefinido. En el sistema radial de la Fig. 1.9 la corriente de

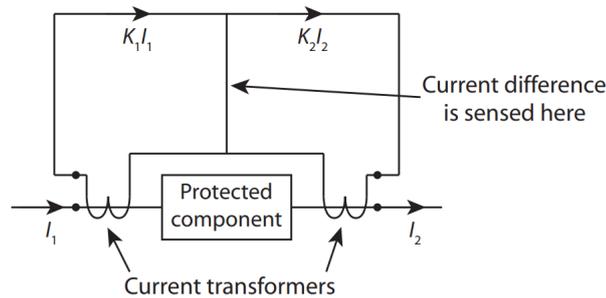


Figura 1.8.: Operación de un relé diferencial. Figura extraída del trabajo de Wuamundson [29].

cortocircuito para una falla en el punto  $a$  es superior a la correspondiente a una falla en el punto  $b$ . El relé de protección de sobrecorriente en  $B_2$  será ajustado para disparar inmediatamente ante una corriente de 1.5 veces la corriente nominal de  $S_3$  (falla en el punto  $b$ ). El relé de protección en  $B_1$  estará entonces coordinado para disparar inmediatamente ante una corriente de 1.5 veces la corriente nominal de  $S_2$  más  $S_3$  (falla en  $a$ ), pero con un retardo para corrientes de falla menores a esta, a fin de darle tiempo a que actúe el relé ubicado en  $B_2$  si ocurre una falla en el punto  $b$  (si se cumple esto se dice que ambas protecciones están bien coordinadas). En caso de que falle el relé o el interruptor  $B_2$  (o ambos estén mal coordinados) entonces actuará  $B_1$  ampliando la zona fuera de servicio y el número de usuarios afectados.

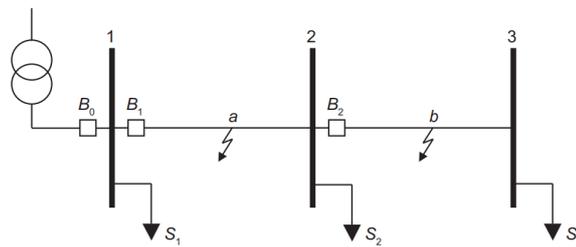


Figura 1.9.: Protección de sobrecorriente en un sistema radial. Figura extraída del trabajo de Wuamundson [29].

En redes de media o baja tensión, cuando no se requiere de una recuperación rápida del servicio luego de una falla, se suele optar por los *fusibles* ya que brindan protección a bajo costo. En la Fig. 1.10 se muestra el uso de fusibles a nivel de baja tensión. Los alimentadores principales conectados a la barra de distribución están protegidos con relés de sobrecorriente, con la posibilidad de reconectar el interruptor luego de una falla. Los alimentadores secundarios están protegidos con fusibles. La coordinación de tiempo entre los relés de sobrecorriente y los fusibles se puede ajustar para evitar que los fusibles mitiguen las fallas temporales, un método llamado ahorro de fusibles. Cuando se queme un fusible, será necesario sustituirlo manualmente, lo cual provocará una larga interrupción para los clientes conectados al alimentador secundario afectado. Otros clientes conectados al mismo alimentador principal y barra de distribución experimentarán un *dip* de tensión con una duración relacionada con el tiempo de despeje de fallas del fusible, del orden de 10 a 1000 ms.

Cuando las fallas son transitorias, por ejemplo las que se producen cuando la rama de un árbol cae sobre una línea desnuda de media tensión, puede resolverse muy rápidamente. Si la línea se desconecta permanentemente por equipos de protección contra cortocircuitos, todos los usuarios

## 1. Introducción

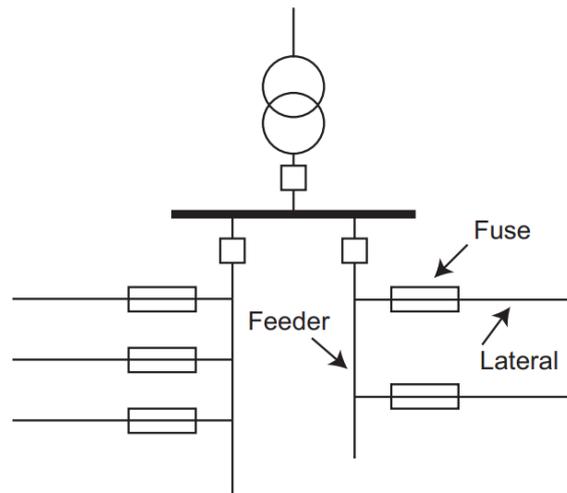


Figura 1.10.: Protección de alimentadores secundarios de baja tensión mediante fusibles. Figura extraída del trabajo de Wuamundson [29].

aguas abajo de estos equipos sufrirán un apagón hasta que la línea se haya verificado y vuelto a conectar. Los *interruptores de reconexión automática* denominados comúnmente *reconectores* pueden facilitar esta situación, reduciendo la frecuencia y duración de apagones, aunque como consecuencia, pueden provocar un aumento de la frecuencia de *dips* de tensión. Esto se debe al modo de funcionamiento de un reconector. Ante una corriente de falla preajustado, el mismo abrirá el circuito y luego de un intervalo de reconexión (alrededor de 2 s) intentará volver a conectar el circuito durante un tiempo muy breve (algunos ciclos de red), como se muestra en la Fig. 1.11.

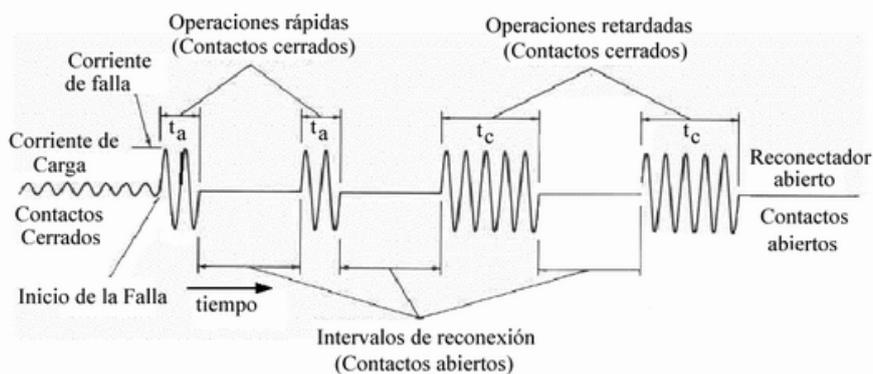


Figura 1.11.: Operación de un reconector. Figura extraída del trabajo de Yam Pérez [30].

Si el defecto ya ha sido eliminado (por ejemplo la rama que había tocado la línea ya cayó al suelo), la reconexión automática se llevará a cabo con éxito restaurando el suministro de energía a todos los usuarios afectados. Las cargas ubicadas aguas abajo del reconector experimentarán una interrupción (caída a 0 % de la tensión nominal) entre la desconexión y la reconexión automática, mientras que las cargas ubicadas aguas arriba, en otros puntos de la red experimentarán *dips* de tensión de diferentes magnitudes menos severas y durante menor

tiempo, es decir, sólo mientras se establece el cortocircuito hasta el aislamiento del mismo.

Por el contrario, si el defecto no se ha eliminado, cuando el reconectador realice la reconexión, el módulo de protección actuará nuevamente abriendo el circuito. Este proceso puede repetirse un número finito de veces preajustado en el reconectador automático (en general configurable a 2, 3 o 4 operaciones de reconexión). Cada vez que el reconectador intenta conectar la línea sobre la cuál no se ha eliminado el defecto, se produce otro *dip* de tensión, de manera que usuarios en distintos puntos de la red pueden sufrir una serie de *dips* de tensión consecutivos [28].

#### 1.4.1.2 Arranque de motores de inducción

La corriente durante el arranque directo de este tipo de motores de gran potencia puede alcanzar un valor de entre 4 y 12 veces la corriente nominal y sostenerse durante 2 a 20 s. El valor absoluto de esta corriente de arranque y su duración es función de la carga mecánica que tenga que traccionar el motor durante el arranque. Es decir dependerá si se trata de un arranque con poca carga mecánica, conocido como arranque liviano, o de un arranque con mucha carga, conocido como arranque pesado. Si la fuente de alimentación y el cableado de la instalación están dimensionados para la corriente de funcionamiento normal (en régimen permanente), la elevada corriente inicial provocará una caída de tensión abrupta en las tres líneas tanto en la red de suministro como en la instalación, seguida de una recuperación lenta del nivel de tensión. La magnitud del efecto producido depende de lo robusta que sea la red, entendiendo robustez como una baja relación entre la impedancia en el *punto de conexión común* (del inglés *point of common coupling*, PCC) y la impedancia de la instalación. En otras palabras dependerá de qué tan grande sea la corriente a rotor bloqueado del motor respecto de la corriente máxima de cortocircuito trifásico de la red que lo alimenta. Las bajadas de tensión producidas por las corrientes de arranque se caracterizan por ser menos profundas y de una duración mucho mayor que las provocadas por fallos de la red. Mientras estas últimas duran en general menos de un segundo, las primeras duran normalmente desde uno a varios segundos, incluso decenas de segundos [28].

#### 1.4.1.3 Energización de transformadores

La corriente de *inrush* de un transformador también resulta en una caída de tensión abrupta seguida de una recuperación lenta, al igual que durante el arranque de un motor. La diferencia reside en que la caída de tensión es diferente en las tres fases y el evento está asociado con distorsión armónica par significativa debido a la saturación del núcleo magnético. En la Fig. 1.12 se muestra un ejemplo de un *dip* debido a la energización de un transformador sin carga. En la evolución del valor RMS se observa claramente la caída de tensión abrupta seguida de una recuperación lenta exponencial determinada por la constante de tiempo con la cuál decae el flujo continuo en el núcleo del transformador. Allí también se observa el característico desbalance en las tres tensiones y la distorsión armónica presente en las mismas [6].

La energización de transformadores con carga, maniobra típica al energizar un alimentador de distribución luego de una interrupción, también origina *dips* de tensión, pero el efecto de la carga es una reducción en el pico de la corriente de *inrush* y principalmente una reducción en la constante de tiempo con la cuál decrece esta corriente. En la Fig. 1.13(a) se presenta un ejemplo de tal evento medido aguas abajo del interruptor y en la Fig. 1.13(b) se muestra la corriente

## 1. Introducción

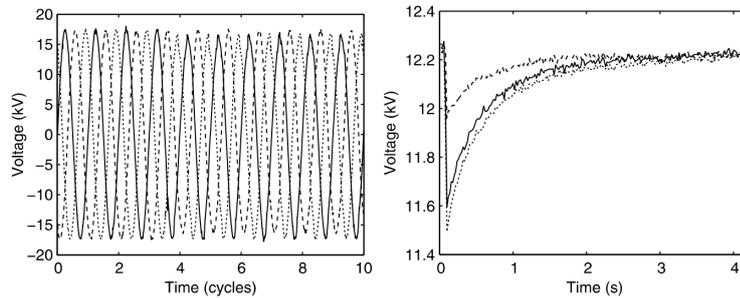


Figura 1.12.: *Dip* de tensión debido a la energización de un transformador sin carga. (a) Forma de onda de las tensiones. (b) Tensiones RMS. Figura extraída del libro de Boolean & Gu [6].

medida aguas arriba del interruptor durante la maniobra de cierre del mismo. El elevado pico de la corriente se debe a que es la suma de las corrientes de *inrush* de todos los transformadores del alimentador energizados al mismo tiempo al cerrar el interruptor.

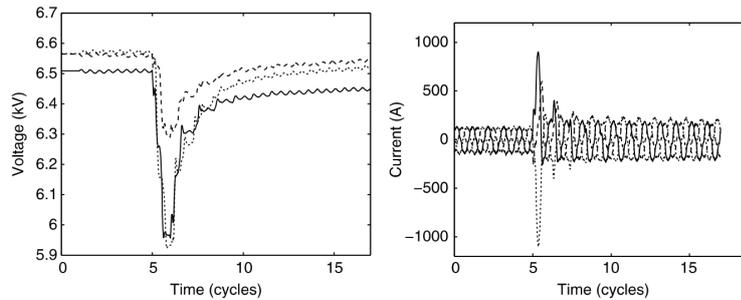


Figura 1.13.: *Dip* de tensión debido a la energización de un transformador con carga. (a) Tensiones RMS medidas aguas abajo del interruptor. (b) Forma de onda de las corrientes de *inrush* medidas aguas arriba del interruptor. Figura extraída del libro de Boolean & Gu [6].

### 1.4.1.4 Maniobras de grandes cargas

La desconexión y conexión de grandes cargas tiene lugar principalmente cuando sale de servicio parte de una red debido a una falla, y luego de despejar la misma se vuelve a conectar esta parte de la red, o durante la parada y puesta en marcha de una máquina industrial de gran potencia (hornos de fundición, cámaras frigoríficas, etc.). El cambio abrupto de carga genera un cambio también abrupto en la corriente que circula por la red. Este último origina una variación de corta duración en la caída de tensión de las líneas por las cuáles circula esta corriente dando lugar a *swells* (desconexión de cargas) o *dips* (conexión de cargas) de tensión en distintos puntos de la red, aumentando la severidad de los mismos en aquellos puntos más cercanos al PCC donde se produjo la maniobra de una gran carga.

Al salir de servicio un tramo de red compuesto por varios usuarios, es muy común que la tensión en los usuarios afectados (aguas abajo del punto de corte) no caiga abruptamente a cero, sino que se extinga suavemente como se observa en la Fig. 1.14. Esto se debe a la tensión residual que continúan suministrando los motores asíncronos o síncronos en proceso de ralentización (durante 0.3 a 1 s) o a la tensión procedente de la descarga de los condensadores conectados a la red [31].



Figura 1.14.: Interrupción con una extinción lenta de las tensiones de línea debida a las tensiones residuales de motores y descarga de condensadores conectados a la red aislada. Datos propios capturados con instrumento PQube el 20/12/2018 a las 16:17 hs en una red de baja tensión de Mar del Plata.

Un caso particular es la conmutación de circuitos capacitivos (líneas o cables en vacío y bancos de condensadores), las cuáles provocan sobretensiones de maniobra. Por ejemplo, la maniobra de un banco de condensadores provoca una sobretensión transitoria cuya primera cresta puede alcanzar  $2\sqrt{2}$  veces el valor eficaz de la tensión de la red, y una sobreintensidad transitoria del valor de cresta que puede alcanzar 100 veces la corriente asignada del condensador. En general estos fenómenos duran menos de medio ciclo, por lo cual en lugar de *swells*, se denominan sobretensiones transitorias [32].

#### 1.4.1.5 Descargas de origen atmosférico

El rayo es un fenómeno natural como consecuencia de la formación de nubes tempestuosas que, con el suelo, forman un auténtico dipolo. El campo eléctrico en el suelo puede alcanzar hasta unos 20 kV/m. Por saltos sucesivos una chispa llega de la nube al suelo, creando un canal ionizado por el cual circula el arco de retorno o descarga de rayo. Dependiendo de la polaridad de la nube respecto al suelo, se habla de descarga negativa (nube negativa) o positiva (nube positiva) y, según el origen de la chispa, la descarga es ascendente o descendente. Se ha observado que, en los países de clima templado, la mayor parte de los rayos son negativos, pero los que tienen más energía son los positivos [33].

Los efectos de los rayos se pueden estudiar bajo dos aspectos diferentes: cuando el elemento que se estudia (línea, estructura o centro de transformación) es el que ha recibido directamente el rayo, (*caída directa de un rayo*) y cuando el elemento estudiado no sufre más que sus efectos (*descarga indirecta de un rayo*), entre los que se destacan las sobretensiones inducidas y el aumento del potencial de tierra.

En el caso de la *caída directa de un rayo*, la energía es tal que se produce un frente de onda impulsivo de corriente cuya rampa de subida puede alcanzar los 100 kA/ $\mu$ s. Como se ilustra en la Fig. 1.15, si bien el impulso dura algunos microsegundos, rara vez se presenta un único impulso durante la caída de un rayo, normalmente se detectan varios impulsos o descargas separadas unas

## 1. Introducción

decenas de milisegundos. En la Fig. 1.16 se presentan las clases de sobretensiones representativas de la norma IEC 60071 [34].

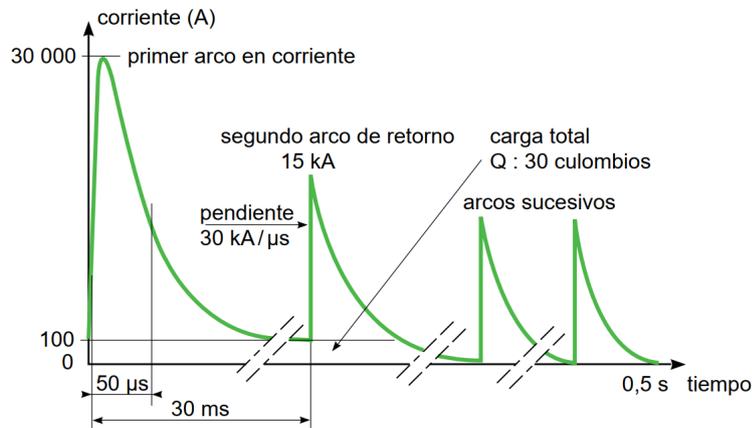


Figura 1.15.: Forma de la corriente de un rayo de descarga negativa. Figura extraída del trabajo de Séraudie [33].

clase de sobretensión	baja frecuencia		transitoria		
	permanente	temporal	de frente lento	de frente rápido	de frente muy rápido
forma					
gama de formas (frecuencia, frente de subida, duración)	$f = 50 \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 < f < 500 \text{ Hz}$ $3 \text{ 600} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5 \text{ 000} > T_p > 20 \text{ } \mu\text{s}$ $20 \text{ ms} \geq T_2$	$20 > T_1 > 0,1 \text{ } \mu\text{s}$ $300 \text{ } \mu\text{s} \geq T_2$	$100 > T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 > f_1 > 100 \text{ MHz}$ $30 > f_2 > 300 \text{ kHz}$ $3 \text{ ms} \geq T_t$
forma normalizada	$f = 50 \text{ ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1$ (*)	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \text{ } \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \text{ } \mu\text{s}$	(*)
ensayo de tensión soportada normalizada	(*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo de choque de maniobra	Ensayo de choque de rayo	(*)

(\*) a especificar por el Comité del producto considerado

Figura 1.16.: Forma de sobretensiones representativas y ensayos considerados por el proyecto de la norma IEC 60071. Figura extraída del trabajo de Fulchiron [34].

La *descarga indirecta de un rayo* es la manifestación a distancia de la descarga directa. Se manifiesta por medio de tres aspectos diferentes: las *sobretensiones conducidas*, la *elevación del potencial de tierra* y la *radiación*. Las *sobretensiones conducidas* son la consecuencia de una descarga en las líneas aéreas, que puede alcanzar varios centenares de kilovoltios, y que impactan generalmente en líneas de *media tensión (MT)*, y la transmisión a través del transformador al lado de *baja tensión (BT)* se realiza por acoplamiento capacitivo, pasando menos del 4 % de la amplitud de la sobretensión en el lado de *MT*. Por otro lado, la elevación del potencial de tierra se origina en una instalación cuya toma de tierra se encuentra en las inmediaciones (hasta 100 m) de la caída de un rayo. En estos casos la tensión entre tierra y neutro puede alcanzar un valor típico de hasta 10 kV. Por último, la *radiación* es una variación extremadamente rápida del campo electromagnético en cercanías de un rayo o relámpago. Esta radiación puede inducir tensiones importantes en circuitos abiertos que actúan como antenas [33].

#### 1.4.1.6 Síntesis de las causas

En general, las fallas monofásicas son las más comunes y menos severas. Les siguen las bifásicas, y por último las trifásicas, las cuáles son menos frecuentes, pero más severas [35]. Como síntesis de todo lo presentado en la Sección 1.4.1, la severidad de los *dips* de tensión depende de:

- La puesta a tierra del sistema
- La impedancia y localización de la falla
- Las conexiones de los transformadores
- La forma de actuación de las protecciones
- El modo de conmutación de la carga y el tipo de carga que se conecta o desconecta

#### 1.4.2 Consecuencias

Los *dips* e interrupciones de tensión perturban el normal funcionamiento de numerosos equipos conectados a la red. Son la causa más frecuente de los problemas de PQ. Estadísticamente se ha comprobado que los *dips* de tensión son la causa del 85% de los reclamos de los usuarios ante las empresas distribuidoras [36]. Los sistemas más sensibles son:

- **Líneas de producción continua:** su proceso no tolera ninguna parada temporal de ninguno de sus elementos (impresión, siderurgia, papelera, petroquímica, etc.).
- **Sistemas de alumbrado y seguridad:** su salida de servicio pone en riesgo la seguridad de las personas (hospitales, balizamiento de aeropuertos, locales de pública concurrencia, edificios de gran altura, etc.).
- **Equipos informáticos:** si son afectados por eventos de tensión pueden originar pérdida de datos, errores en los mismos, problemas de comunicación, entre otros perjuicios (centros de proceso de datos, bancos, telecomunicaciones, etc.).
- **Elementos auxiliares en centrales eléctricas:** su perturbación puede originar fallas en cascada que lleven a una salida de servicio de un sistema de generación eléctrica.

A continuación se citan las principales consecuencias de los *dips* e interrupciones de tensión en los equipos más utilizados en el sector industrial, terciario y doméstico.

##### 1.4.2.1 Motor asíncrono

Durante un *dip* de tensión, el par de un motor asíncrono (proporcional al cuadrado de la tensión) disminuye bruscamente y provoca una ralentización. Esta disminución de la velocidad de rotación es función de la amplitud y duración del *dip*, de la inercia de las masas giratorias y de la característica par-velocidad de la carga arrastrada. Si el par motor pasa a ser inferior al par resistente, la máquina se va deteniendo según su inercia. Luego del *dip*, el retorno de la tensión produce una sollicitación de corriente de reacceleración próxima a la intensidad de corriente de arranque, cuya duración depende de la duración del *dip*. En una instalación que cuenta con

## 1. Introducción

muchos motores, sus reacceleraciones simultáneas pueden provocar una caída de tensión en las impedancias de la red aguas arriba prolongando la duración del *dip* y dificultando la reacceleración (rearranques largos con sobrecalentamiento) y hasta imposibilitando la misma (par motor inferior al par resistente). La realimentación rápida ( $\approx 150$  ms), sin ningún tipo de precaución, de un motor asíncrono que está perdiendo velocidad puede llevar a una conexión en oposición de fase entre la tensión de la fuente y la tensión residual mantenida por los motores asíncronos. En este caso la primera cresta de corriente puede alcanzar hasta tres veces la corriente de arranque (15 a 20 veces la corriente nominal  $I_n$ ) [37].

Estas sobreintensidades y las caídas de tensión que ellas producen tienen consecuencias para el motor (calentamientos adicionales y esfuerzos electrodinámicos en los arrollamientos, que puede deteriorar el aislamiento, y también variaciones bruscas de par, con sobreesfuerzos anormales en los acoplamientos y en los reductores, provocando su envejecimiento prematuro y hasta su rotura) y también para los otros equipos, como los contactores (desgaste e incluso soldadura de los contactos). Las sobreintensidades pueden provocar el disparo de las protecciones generales de la instalación, provocando la parada de todo el proceso [31].

### 1.4.2.2 Motor sincrónico

Si bien los efectos son aproximadamente iguales que en el caso de los motores asíncronos, los motores síncronos pueden soportar *dips* de tensión más importantes (del orden del 50 %) casi sin perder velocidad, debido a su inercia generalmente mayor, a las posibilidades de sobreexcitación y a la proporcionalidad de su par con la tensión. En caso de pérdida de sincronismo el motor se detiene y se debe volver a realizar el proceso de arranque, que es bastante complejo [31].

### 1.4.2.3 Accionamientos

Los órganos de mando (contactores, interruptores automáticos con bobina de tensión mínima) alimentados directamente por la red son sensibles a los *dips* de tensión cuya profundidad sobrepase el 25 % de la tensión nominal. Para un contactor típico, por ejemplo, existe una tensión mínima a respetar (denominada tensión de desenganche o caída) a partir de la cuál los polos se separan.

### 1.4.2.4 Equipos informáticos

En la actualidad los equipos informáticos ocupan un lugar destacado en la vigilancia y el control y mando de las instalaciones, la gestión y la producción. La mayoría de estos equipos son sensibles a *dips* de profundidades superiores al 10 % de la tensión nominal. Existen normativas, como la ITI-CBEMA, que se describirá con detalle en la Sección 2.1.3.2, que establecen la tolerancia típica de los equipos informáticos a los *dips*, interrupciones y *swells*. El funcionamiento fuera de estos límites lleva a pérdidas de datos, órdenes erróneas, paradas o averías en los equipos. Las consecuencias de la pérdida de funciones de los equipos dependen especialmente de las condiciones de reinicio cuando se restablece la tensión. Por ejemplo, ciertos equipos tienen su propio dispositivo de detección del *dip* de tensión que permite salvaguardar los datos y garantizar la seguridad interrumpiendo el proceso de cálculo y evitando las órdenes erróneas.

#### 1.4.2.5 Variadores de velocidad

Los *dips* de tensión pueden ocasionar diversos problemas en estos equipos de control. El variador de velocidad puede verse imposibilitado de suministrar la tensión suficiente al motor dando lugar a una pérdida en el par, que puede terminar en una ralentización de la máquina y en una parada de la misma. Según la severidad y duración del *dip*, los circuitos de control del variador alimentados directamente de la red pueden dejar de funcionar. Al producirse el retorno de la tensión, se puede producir una sobreintensidad que recargue los capacitores de filtro de los variadores. En el caso de un *dip* asimétrico en una sólo fase, puede originar una sobreintensidad y desequilibrio de corriente. Los variadores de corriente continua funcionando como inversores pueden sufrir una pérdida de control (frenado por recuperación de energía). En general, los variadores de velocidad se desconectan por defecto para un *dip* de tensión superior al 15 % [31].

#### 1.4.2.6 Alumbrado

Los *dips* de tensión provocan un envejecimiento prematuro de las lámparas de incandescencia y de los tubos fluorescentes. Los huecos de tensión de profundidad superior o igual al 50 % y con una duración del orden de 50 ms producen la extinción de las lámparas de descarga. En este caso se necesita apagar la lámpara durante algunos minutos, para permitir su enfriamiento, antes de reiniciar el encendido [31].

#### 1.4.2.7 Efectos de las sobretensiones

Las consecuencias son muy diversas según la duración, amplitud, repetitividad, el modo (común o diferencial), la pendiente de crecimiento y la frecuencia. Pueden perforar el dieléctrico de los materiales aislantes destruyendo componentes electrónicos, degradar el material por envejecimiento (sobretensiones no destructivas pero repetitivas), pueden originar largos cortes del suministro por destrucción de material, generar perturbaciones en los circuitos de control y mando con comunicación de corriente débil, y ocasionar esfuerzos electrodinámicos y térmicos excesivos (incendios). Las sobretensiones de maniobra que son repetitivas, más duraderas y cuya probabilidad de aparición es claramente superior a la del rayo, pueden llegar a producir defectos tan importantes como los de este último [31, 34].

#### 1.4.3 Mitigación

Como se ha visto en secciones previas, si bien los eventos de tensión tienen diversos orígenes, la mayoría de ellos son el resultado de fallas (cortocircuitos) en las redes, es decir conexiones de baja impedancia entre dos o más fases, o entre una o más fases y tierra. Teniendo en cuenta esta premisa, existen diferentes abordajes para mitigar los eventos de tensión [17]:

- Reducir el número de fallas de cortocircuitos.
- Reducir el tiempo de despeje de una falla.
- Modificar el sistema de manera tal que las fallas de cortocircuito resulten en eventos menos severos en los terminales del equipamiento o en la acometida del cliente.

## 1. Introducción

- Conectar equipamiento de mitigación entre el equipamiento sensible y la fuente de alimentación.
- Aumentar la inmunidad del equipamiento.

A continuación se describe cada uno de estos métodos:

### 1.4.3.1 Reducir el número de fallas de cortocircuito

Para cumplir este objetivo se pueden llevar adelante varias tareas:

- **Reemplazar las líneas aéreas por cables subterráneos:** una gran fracción de las fallas se deben a los efectos de las inclemencias climáticas sobre las líneas aéreas (caída de árboles, contacto con ramas mojadas, pérdida de aislación, caída de rayos, cortocircuitos generados por aves, u otras influencias externas). Por el contrario, los cables subterráneos son menos sensibles a las influencias externas, exceptuando las excavaciones y acción de roedores. Si bien su adquisición y tendido requiere de una gran inversión, la reducción de costos debidos a salidas de servicio contribuye a su amortización. Como contrapartida, la principal desventaja del cable subterráneo es el tiempo para reparar una falla, mucho mayor que el requerido por una línea aérea [17].
- **Usar cables recubiertos en líneas aéreas:** si bien la mayoría de las líneas aéreas están constituidas por conductores desnudos, en las últimas dos décadas se ha extendido el uso de cables recubiertos de una delgada capa de material aislante en la construcción de nuevas líneas aéreas. Si bien no se trata de una aislación completa, reduce significativamente la frecuencia de fallas sobre la línea.
- **Implementar una estricta política de poda de árboles:** el contacto entre ramas y cables es una causa importante de fallas de cortocircuito, en especial cuando se trata de líneas pesadas de gran vano (distancia entre dos postes o torres contiguos). Cuando la línea está más caliente, la flecha (distancia entre la horizontal que une dos postes o torres contiguos y el punto mas bajo de la línea) es mayor aumentando la probabilidad de contacto con ramas de árboles. Este tipo de fallas son las más severas y duraderas.
- **Instalar hilos de guarda adicionales:** estos conductores inactivos se instalan arriba de las líneas aéreas entre torres adyacentes y se conectan a las estructuras metálicas de las torres y a tierra. Su objetivo es captar los rayos y conducir su descarga a tierra reduciéndose así la probabilidad de descarga sobre las líneas aéreas operativas.
- **Aumentar el nivel de aislación:** teniendo en cuenta que muchos cortocircuitos se deben a sobretensiones y el respectivo deterioro de la aislación, aumentar el nivel de aislación de los componentes del sistema reducirá el riesgo de fallas.
- **Aumentar las frecuencias de mantenimiento e inspección:** esto reducirá el riesgo de fallas previendo la falta de aislación de los componentes por envejecimiento, la rotura de aisladores, la corrosión de las bases de los postes, etc.

Los costos de estas medidas deberán ser comparados con los costos debidos a las fallas, la salida de servicio de numerosos clientes, penalizaciones, rotura de equipos sensibles, etc.

### 1.4.3.2 Reducir el tiempo de despeje de una falla

Si bien la reducción del tiempo de despeje de fallas no reduce el número de eventos, es una forma de limitar la duración de los mismos. El tiempo de despeje se determina frecuentemente por restricciones de estabilidad en redes de transmisión, y por restricciones térmicas en redes de distribución. Las primeras son más estrictas que las segundas, requiriendo tiempos de despeje más cortos, menores a 200 ms. No obstante, es posible reducir estos tiempos utilizando protecciones más rápidas [17].

### 1.4.3.3 Modificar el sistema para reducir la severidad de los eventos

Implementar cambios en la generación puede reducir la severidad de los eventos de tensión, aunque a un costo bastante elevado que solo están justificados para grandes clientes industriales y comerciales. El número de interrupciones breves se puede evitar conectando menos clientes a un reconector (por lo tanto, instalando más reectores), o eliminando el esquema de reconexión por completo. Las interrupciones cortas y largas se reducen considerablemente en frecuencia al instalar redundancia adicional en el sistema. En cuanto a la mitigación de *dips* de tensión se pueden mencionar los siguientes métodos [17]:

- **Instalar un generador cerca de la carga sensible:** el objetivo es mantener la tensión durante un *dip* debido a una falla remota. La reducción en la caída de tensión es igual a la contribución porcentual del generador a la corriente de falla. Este concepto importante se debería tener en cuenta a la hora de emplazar nuevas estaciones generadoras centralizadas, así como fuentes de energía renovable distribuida.
- **Dividir buses o subestaciones en la misma ruta de suministro de energía:** el objetivo de esta medida es limitar el número de alimentadores en el área expuesta, es decir tener más subestaciones y menos distribuidores por cada subestación.
- **Instalar bobinas limitadoras de corriente:** si se instalan en lugares estratégicos del sistema pueden aumentar la *distancia eléctrica* a la falla reduciendo la severidad de los *dips* de tensión en determinados puntos de la red. Se debe tener en cuenta que esto puede afectar la severidad de los *dips* de tensión en otros puntos del sistema.
- **Alimentar el equipamiento sensible desde dos o más subestaciones:** Una caída de tensión en una subestación será mitigada por la entrada de las otras subestaciones. Cuanto más independientes sean las subestaciones, mayor será el efecto de mitigación. El mejor efecto de mitigación se logra cuando la alimentación proviene de dos subestaciones de transmisión diferentes. La introducción de la segunda alimentación aumenta el número de *dips*, pero reduce su severidad.

Una herramienta nueva en las REI es el uso de sistemas de *localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio* (del inglés *fault location, isolation and service restoration*, FLISR). Esta aplicación es una de las características principales de un moderno sistema de gestión de distribución para respaldar la implementación de redes inteligentes con recuperación automática. El módulo FLISR facilita las operaciones de la sala de control al proporcionar la posible ubicación de la falla y el plan óptimo de acciones de control para aislar la misma y devolver el suministro a la

## 1. Introducción

parte sana del alimentador afectado. El módulo **FLISR** generalmente consta de tres aplicaciones: *la aplicación de localización de la falla* que determina todas las ubicaciones probables; *la aplicación de aislamiento de fallas* que determina la secuencia de orden de conmutación óptima para aislar la falla; y *la aplicación de restauración del servicio* que identifica la secuencia de orden de conmutación óptima para restaurar la energía a los tramos sanos de los alimentadores [38].

### 1.4.3.4 Conectar equipamiento de mitigación

El método de mitigación más comúnmente aplicado es la instalación de equipos adicionales creados para este fin. Los desarrollos recientes apuntan hacia un interés continuo en esta forma de mitigación, ya que es la única donde el cliente tiene control sobre la situación. Existen numerosos equipos de mitigación cuya explicación exhaustiva excede el propósito de esta tesis, entre los cuáles se destacan:

- *sistema de alimentación ininterrumpida* (del inglés *uninterruptible power supply*, **UPS**)
- *convertidor de fuente de tensión* (del inglés *voltage source converter*, **VSC**)
- *restaurador dinámico de tensión* (del inglés *dynamic voltage restorer*, **DVR**)
- *almacenamiento de energía magnética por superconducción* (del inglés *superconducting magnetic energy storage*, **SMES**)
- Conmutador electrónico
- Grupo electrógeno
- Sistemas de almacenamiento (volante de inercia, supercapacitores, celdas de combustible)

### 1.4.3.5 Aumentar la inmunidad del equipamiento

El mejoramiento de la inmunidad del equipo es probablemente la solución más efectiva contra la salida de servicio del mismo debido a *dips* de tensión, pero no es una solución a corto plazo. El cliente normalmente desconoce la inmunidad del equipo ya que no está en contacto directo con el fabricante. Solo un gran equipo industrial está hecho a medida para una determinada aplicación, lo cuál permite la incorporación de requisitos de tolerancia de tensión. Algunas soluciones específicas para mejorar el equipo son [17]:

- La inmunidad de la electrónica de consumo, las computadoras y los equipos de control (equipos monofásicos de baja potencia) se puede mejorar significativamente agregando más capacitancia al bus de *corriente continua* (**CC**) interno, aumentando la duración máxima tolerada del *dip* de tensión.
- Se puede incrementar la inmunidad del equipamiento monofásico de baja potencia utilizando convertidores **CC-CC** más sofisticados que permitan operar con un rango más amplio de tensiones de entrada.

- En el caso de los variadores de velocidad, también se puede agregar más capacitancia al bus de CC interno para mejorar la inmunidad a caídas debidas a fallas monofásicas y de fase a fase. Para lograr tolerancia contra caídas debido a fallas trifásicas, se necesitan mejoras mayores en el inversor o rectificador.
- Una adecuada selección de todos los contactores, relés, sensores, etc. también puede mejorar significativamente el proceso.
- Cuando se instale un equipo nuevo, se debe obtener información sobre su inmunidad por parte del fabricante, y cuando sea posible, se deben incluir los requisitos de inmunidad en la especificación del equipo.

## 1.5 Medición de calidad de la energía

La calidad de la energía eléctrica se basa en la medición, análisis y mejora de la calidad de tensión y corriente en la red eléctrica, en especial en los puntos de transacción de energía. El objetivo principal es detectar todas aquellas perturbaciones que no permitan cumplir con las normativas impuestas en esta transacción, analizar sus causas y consecuencias, y procurar su mitigación.

Existen numerosas razones para controlar la calidad de la energía. La más importante es el daño económico producido por los fenómenos electromagnéticos en las cargas de procesos críticos. El monitoreo provee los datos esenciales que se necesitan para mejorar la calidad de la energía suministrada minimizando el costo en la resolución de los problemas. A su vez, los programas de monitoreo efectivos son importantes para asegurar la confiabilidad de la energía tanto para las empresas de servicios públicos como para los clientes [39].

### 1.5.1 Proceso de medición

Los fenómenos relacionados con la calidad de la energía son generalmente eventos físicos estocásticos, es decir, muchos tipos de perturbaciones aparecen y desaparecen arbitrariamente. Por lo tanto, es necesario registrarlas durante un intervalo de tiempo lo suficientemente largo. A fin de reducir la enorme cantidad de datos al registrar y analizar varios parámetros eléctricos durante un largo período de tiempo, se establecen algunos límites de grabación para algunas de estas variables, tal es el caso de los eventos de tensión. Si se superan esos límites, los instrumentos de monitoreo evalúan los datos sin procesar y registran sólo los datos esenciales de los eventos acontecidos.

El proceso de medición o monitoreo de la calidad de la energía involucra una serie de pasos que requieren el procesamiento de las señales muestreadas a fin de analizar y extraer características relevantes de las mismas [6]:

- **Definir características de las variaciones:** la elección de las mismas está relacionada a la esencia de la variación. Por ejemplo, las variaciones de tensión están asociadas a la variación de magnitud de la forma de onda de tensión. Pero esta definición no es suficiente para cuantificar la severidad de la variación de tensión a través de mediciones. Se debe especificar qué característica se puede usar para cuantificar esta magnitud, tal

## 1. Introducción

como el valor absoluto de la tensión compleja, la tensión **RMS** o el valor pico. También se debe precisar el método de medición, y sus parámetros asociados, como la frecuencia de muestreo, la longitud de la ventana sobre la cuál es extraída la característica, la frecuencia de repetición de la medición, y el modo de procesar una serie de valores. La elección de los métodos de medición puede influir sobre el valor resultante, por lo cuál es un factor decisivo para cumplir con una norma.

- **Distinguir entre una variación y un evento:** para esta tarea se necesita un mecanismo de trigger. El método más comúnmente utilizado compara un valor **RMS** de ventana deslizante con un valor umbral. Esto requiere la definición de un número de valores, tal como el tamaño de la ventana, el solapamiento entre ventanas sucesivas, y la elección del umbral, aunque por supuesto existen también otros métodos apropiados.
- **Caracterizar cada evento a través de parámetros:** una vez que el evento es detectado, por ejemplo un *dip* de tensión, el mismo se caracteriza por medio de parámetros como la duración, magnitud, fase de inicio, salto de fase, etc.
- **Clasificar cada evento de acuerdo a su causa principal:** frecuentemente, este es el objetivo final del análisis. Un tema esencial es la elección del criterio y del método de clasificación.

Una descripción exhaustiva de los principales métodos de detección, segmentación y clasificación de eventos de tensión, sobre los cuáles se fundamentan los aportes de esta tesis, se presenta en el Capítulo 3.

Particularmente, para la evaluación de *dips* de tensión e interrupciones, en el libro de A. Baggini [40] se sugiere aplicar el siguiente procedimiento de cinco etapas, de las cuáles se abordan las primeras tres en esta tesis:

- **Etap 1:** Muestrear las tensiones con una cierta frecuencia de muestreo y resolución. La norma IEC 61000-4-30 [16] no especifica ninguno de estos parámetros, sin embargo en la mayoría de los casos, el mismo equipo de medición se utiliza para medición de componentes armónicas, por lo cual requieren una tasa de muestreo de al menos 80 muestras por ciclo, aunque los valores típicos suelen ser 128 o 256 muestras por ciclo.
- **Etap 2:** Calcular las características del evento como funciones del tiempo a partir de las tensiones muestreadas. La IEC 61000-4-30 establece el uso de una tensión **RMS** de un ciclo que se actualiza cada medio ciclo ( $U_{RMS_{1/2}}$ ).
- **Etap 3:** Calcular índices de evento único desde las características del evento. Por ejemplo, la duración, el mínimo valor de tensión durante una perturbación (tensión residual), u otro tipo de parámetro (salto del ángulo de fase, componentes simétricas de la tensión, etc.). Estos parámetros podrían compararse por ejemplo con las curvas de tolerancia de los equipos más sensibles conectados a la red.
- **Etap 4:** Calcular los índices de sitio único a partir de los índices de evento único de todos los eventos medidos durante un cierto periodo de tiempo. Los índices de sitio se usan para evaluar la compatibilidad entre el equipamiento sensible y la fuente de potencia. Los índices de sitio de diferentes localizaciones pueden ser útiles en la elección de una localización adecuada para una instalación que contiene equipamiento sensible. También

se pueden usar para proveer información a consumidores locales sobre la calidad de la tensión, por ejemplo para elegir un método de mitigación o para verificar el cumplimiento de los contratos de suministro de energía.

- **Etapa 5:** Calcular los índices del sistema a partir de los índices de sitio para todas las locaciones de una cierta región o una parte del sistema de potencia. Estos tipos de índice requieren un periodo de monitoreo largo, de al menos 1 año. Estos índices son utilizados por el operador de la red para evaluar la performance del sistema y emprender a partir de esta evaluación acciones de mejora.

## 1.6 Propuesta

El objetivo de esta tesis es la evaluación y propuesta de métodos de clasificación de eventos de tensión, presentados en la Sección 1.4. Este objetivo se fundamenta a partir de las consecuencias que originan los mismos presentadas en la Sección 1.4.2, y la importancia que tiene conocer el origen de los eventos suscitados en las redes eléctricas (tipos de fallas) para hacer diagnósticos, llevar estadísticas y tomar acciones de control a fin de mitigar sus efectos. Para cumplir con este objetivo se han tenido en cuenta las causas que originan los eventos de tensión (Sección 1.4.1) y las perturbaciones y características asociadas a los mismos. Se han estudiado con profundidad los criterios de detección, segmentación y clasificación presentes en la literatura específica poniendo en evidencia todas las limitaciones asociadas a los mismos. Se ha evaluado el principio de funcionamiento y el desempeño de los métodos de clasificación existentes en la bibliografía y a partir del análisis de sus limitaciones se diseñó un nuevo método que mejora el desempeño en la clasificación de eventos en determinadas condiciones de operación que son factibles de hallar en la práctica. Se han modelado, simulado y evaluado todos los métodos en el entorno MATLAB & Simulink bajo las mismas condiciones a fin de realizar una comparativa justa entre los métodos existentes y el método propuesto. Finalmente, se realizaron ensayos experimentales, programando el método propuesto en un Medidor Inteligente de Calidad de Energía desarrollado por el grupo de *Calidad de la Energía* del *Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC)* perteneciente al *Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICyTE)*.

## 1.7 Estructura de la tesis

Esta tesis se organiza en siete capítulos, cuatro apéndices y la correspondiente bibliografía. En el Capítulo 1 se han presentado los conceptos de red eléctrica convencional, red eléctrica inteligente, y la temática de calidad de la energía, poniendo énfasis en los eventos de tensión. A fin de comprender la importancia de los mismos, se desarrollaron brevemente sus causas, consecuencias y los principales métodos de mitigación. Finalmente, el capítulo concluye con una breve descripción de la propuesta y aportes, que se desarrollarán a lo largo de esta tesis.

Posteriormente, en el Capítulo 2 se describe la normativa internacional y nacional dedicada a la calidad de la energía, precisamente aquella que hace referencia a la definición, medición, caracterización de eventos de tensión y el cálculo de índices característicos.

Conocida ya la temática y su normativa asociada, se presenta el estado del arte en lo que respecta a métodos de detección, segmentación y clasificación de eventos de tensión en el

## 1. Introducción

Capítulo 3. Se presentan las características de los mismos y en el caso de los métodos de detección y segmentación se resaltan los principales defectos y virtudes de cada uno de ellos. En el caso particular de los métodos de clasificación (tema principal de esta tesis) se presentan las características y principio de funcionamiento de cada uno de ellos, reservando el análisis detallado de sus limitaciones para el capítulo siguiente. Si bien en este capítulo se presentan en forma separada las tareas de detección, segmentación y clasificación, se verá en el Capítulo 6 que el método de clasificación propuesto también permite realizar las otras dos tareas.

En el Capítulo 4 se describen los eventos de tensión reales, es decir, aquellos que presentan saltos y rotaciones de fase debidos a las impedancias de la red, de la falla y a cambios bruscos de la carga; así como desviaciones de las tensiones respecto de las tensiones de prefalla. Se analizan las limitaciones tanto de los criterios como de los algoritmos de clasificación presentando ejemplos ilustrativos.

En el Capítulo 5 se presenta el método propuesto describiendo su fundamento analítico, y un diagrama de flujo que facilita su comprensión e implementación. Se evalúa su capacidad de discernimiento en la clasificación de eventos, y su sensibilidad al ruido en las señales de entrada. A fin de validar el método propuesto, se evalúa su desempeño haciendo una comparativa con los algoritmos existentes en la bibliografía bajo iguales condiciones de ensayo.

Luego, en el Capítulo 6 se implementa el algoritmo propuesto en un instrumento Medidor Inteligente de Calidad de Energía desarrollado en el *Laboratorio de Instrumentación y Control*, y se evalúa su desempeño en la clasificación de eventos reales registrados por un *monitor de calidad de la energía* (del inglés *power quality monitor*, PQM) comercial (PQube de PSL [41]) y luego sintetizados por un generador de señales programable.

Finalmente, en el Capítulo 7 se resumen las principales conclusiones y aportes de esta tesis y se describen las líneas de trabajo futuras. También se incluye un listado de todos los trabajos realizados en relación directa o indirecta con el tema central de la tesis.

En el Apéndice A se describe el criterio de clasificación ACD, presentando el diagrama fasorial, la forma de onda, las ecuaciones de la terna de tensiones y las ecuaciones de las componentes simétricas de cada uno de los eventos definidos en este criterio. El mismo tipo de descripción se realiza en el Apéndice B respecto al criterio de clasificación ABC. Luego, en el Apéndice C se describe el teorema de Fortescue y la transformada homónima que permite encontrar las componentes simétricas de una terna de tensiones, ya que las mismas son utilizadas por algunos de los criterios y algoritmos de clasificación presentados en las tesis. Finalmente, en el Apéndice D se describe brevemente el Medidor Inteligente de Calidad de Energía desarrollado en el LIC, en el cuál se realizaron los ensayos experimentales.

## 2 Normativa



"Destino", John William Waterhouse, 1900.

*"Trabaja duro pero, en silencio. Deja que el éxito se encargue de hacer todo el ruido"*  
Papa Francisco, 2014.

### Síntesis del capítulo

En este Capítulo se describe la normativa internacional y nacional dedicada a la calidad de la energía, precisamente aquella que hace referencia a la definición, medición, caracterización de eventos de tensión y el cálculo de índices característicos.

## 2.1 Normativa Internacional

En esta sección se presenta una revisión general de las normas internacionales más relevantes vinculadas a la medición, caracterización y mitigación de eventos de tensión.

### 2.1.1 Normativa IEC

La *Comisión Electrotécnica Internacional* (del inglés *International Electrotechnical Commission*, **IEC**) es una de las tres organizaciones mundiales, junto a la *Organización Internacional de Normalización* (del inglés *International Organization for Standardization*, **ISO**) y la *Unión Internacional de Telecomunicaciones* (del inglés *International Telecommunication Union*, **ITU**), que desarrollan normas de referencia internacionales. En particular, la **IEC** prepara y publica normas internacionales para las áreas tecnológicas eléctrica, electrónica y afines. Dentro del extenso catálogo de normas que comprende la **IEC**, existe un grupo específico de normas que regulan ciertos aspectos de la calidad de la energía. Estas normas se agrupan dentro de la serie denominada IEC 61000, también conocidas como normas de *compatibilidad electromagnética* (del inglés *electromagnetic compatibility*, **EMC**). Esta serie se subdivide en seis partes, como se describe a continuación:

- **IEC 61000-1-x** General. Provee definiciones, terminología, etc.
- **IEC 61000-2-x** Ambiente. Define las características del ambiente donde se instalarán los equipos.
- **IEC 61000-3-x** Límites de emisión. Determinan los límites permisibles de perturbaciones que pueden ser ocasionadas por los equipos conectados al sistema de potencia.
- **IEC 61000-4-x** Técnicas de medición y pruebas. Proveen directivas detalladas para los equipos de medición y procedimientos de prueba para asegurar el cumplimiento con las restantes partes de la norma.
- **IEC 61000-5-x** Directivas de mitigación e instalación. Suministran una guía detallada de los equipos, tales como filtros, acondicionadores de energía, mitigadores, supresores de sobretensiones, etc.
- **IEC 61000-6-x** Normas genéricas y de productos. Definen los niveles de inmunidad requeridos para los equipos específicos o generales.

Estas normas han sido adoptadas por la Comunidad Europea, pero son un referente para muchísimos países que no forman parte de la misma. En lo que respecta a esta tesis, las normas más relevantes se encuentran en la *parte 4, Técnicas de medición y pruebas*. A continuación se describirán tres normas particulares de esta familia que brindan las especificaciones necesarias para emplear técnicas de medición que establecen la base teórica de esta tesis.

### 2.1.1.1 IEC 61000-4-30

Esta norma actualizada en el 2015 (edición 3.0) [16], titulada “*Compatibilidad Electromagnética (EMC) – Parte 4-30: Técnicas de ensayo y medición – Métodos de medición de calidad de la energía*” define los métodos de medición e interpretación de los resultados de los parámetros de calidad de la energía en los sistemas de alimentación de corriente alterna con una frecuencia fundamental declarada de 50 Hz o 60 Hz. Los métodos de medición se describen para cada parámetro relevante en términos que proporcionan resultados fiables y repetibles, independientemente de la implementación del método. La medición de los parámetros cubiertos por esta norma se limita a los fenómenos conducidos en los sistemas de potencia. Los parámetros de calidad de la tensión considerados en esta norma son: frecuencia, magnitud, *flicker*, *dips* y *swells*, interrupciones, transitorios, desequilibrio, armónicos e interarmónicos, cambios rápidos, etc.

La normativa define tres clases de instrumentos de medición de calidad de la energía:

- **Clase A (Advanced):** Estos instrumentos deben cumplir los requisitos de rendimiento, exactitud y precisión más elevados de la norma. Se utilizan en aplicaciones contractuales que pueden requerir resolver conflictos, verificar el cumplimiento de normas, etc. Cualquier medición de un parámetro realizado con dos instrumentos diferentes que cumplan con los requisitos de la clase A deben producir resultados coincidentes al medir las mismas señales, dentro de la incertidumbre especificada para ese parámetro.
- **Clase S (Surveys):** Esta clase se usa para aplicaciones estadísticas como relevamientos de calidad de la energía, posiblemente con un subconjunto limitado de parámetros. Aunque utiliza intervalos equivalentes de medición como los instrumentos Clase A, los requisitos de procesamiento de Clase S son mucho más bajos. Algunos relevamientos pueden evaluar los parámetros de calidad de la energía de varios sitios de medición en una red; otros relevamientos evalúan los parámetros de calidad de la energía en un solo sitio durante un período de tiempo, o en ubicaciones dentro de un edificio.
- **Clase B:** Esta clase es menos exigente que la clase A, pero no debe emplearse para nuevos instrumentos. Todos los diseños de instrumentos nuevos deben cumplir con la Clase A o la Clase S. La Clase B puede ser relevante para los instrumentos heredados que todavía están en uso, aunque puede ser removida en una próxima edición de esta norma. Los instrumentos clase B proveen información útil, pero no necesariamente comparable. Se definió en la versión del año 2003 para evitar que muchos instrumentos antiguos que no cumplían con los requerimientos de la Clase A quedaran obsoletos.

En lo que respecta a la medición de *dips* y *swells* de tensión, la norma especifica el método de medición para cada tipo de instrumento. Además, la norma establece el concepto de marcado (*flagging*) para evitar contar un único evento más de una vez, en parámetros diferentes (por ejemplo contar un único evento tanto como un *dip* y como una variación de frecuencia), e indica que el valor acumulado puede no ser fiable. El marcado se dispara sólo por *dips*, *swells* e interrupciones. Durante las mismas, el algoritmo de medición de otros parámetros (como por ejemplo la frecuencia) podría producir un valor poco confiable. La detección de *dips* y *swells* depende de los umbrales seleccionados por el usuario y esta selección influirá qué datos serán marcados. El concepto de marcado se aplica a las clases A y S durante la medición de frecuencia,

## 2. Normativa

magnitud de tensión, *flicker*, desbalance de tensión, armónicos de tensión, interarmónicos de tensión, etc. Si durante un intervalo de tiempo dado cualquier valor es marcado y almacenado, al valor representativo que incluye este valor también lo marcará y almacenará.

### 2.1.1.1.1. Métodos de medición de *dips* y *swells* de tensión

- **Clase A:** la medición básica de un *dip* o *swell* debería ser la  $U_{RMS_{1/2}}$  sobre cada canal de medición, siendo esta última la tensión **RMS** calculada con una ventana deslizante de 1 ciclo que se actualiza cada 1/2 ciclo. La duración del ciclo para calcular la  $U_{RMS_{1/2}}$  claramente depende de la frecuencia de línea. La norma sugiere que la frecuencia puede determinarse mediante la última medición de frecuencia no marcada (*non-flagged*), es decir la última frecuencia calculada antes del inicio del evento de tensión.
- **Clase S:** la medición básica de un *dip* o *swell* debería ser la  $U_{RMS_{1/2}}$ , o la  $U_{RMS_1}$  sobre cada canal de medición, siendo esta última la tensión **RMS** calculada con una ventana deslizante de 1 ciclo que se actualiza cada 1 ciclo. El fabricante debería especificar el tipo de medición utilizada.

### 2.1.1.1.2. Detección de un *dip* de tensión

Para detectar un *dip* de tensión, se compara el valor **RMS** de las tensiones medidas (que incluye por definición armónicos, interarmónicos, etc.) con un umbral que es un porcentaje de la tensión declarada o de la tensión de referencia deslizante. El usuario deberá aclarar la referencia de tensión adoptada.

- En sistemas monofásicos un *dip* comienza cuando la tensión **RMS** cae por debajo del umbral, y termina cuando la misma es igual o superior al umbral de detección más un valor de histéresis.
- En sistemas polifásicos un *dip* comienza cuando la tensión **RMS** de uno o más canales está por debajo del umbral de detección y finaliza cuando la tensión de todos los canales medidos es igual o superior al umbral de detección más un valor de histéresis.

### 2.1.1.1.3. Evaluación de un *dip* de tensión

De acuerdo a esta normativa, un *dip* se caracteriza por la tensión residual, la profundidad del evento y su duración:

- la tensión residual de un *dip* de tensión es el menor valor **RMS** medido sobre cualquier canal durante el *dip*.
- la profundidad es la diferencia entre la tensión de referencia (declarada o deslizante) y la tensión residual, generalmente expresada en porcentaje de la tensión de referencia.
- la duración de un *dip* es la diferencia de tiempo entre el inicio y el fin del mismo.

#### 2.1.1.1.4. Detección de un *swell* de tensión

Para detectar un *swell* de tensión, se compara el valor **RMS** de las tensiones medidas (que incluye por definición armónicos, interarmónicos, etc.) con un umbral que es un porcentaje de la tensión declarada o de la tensión de referencia deslizante. El usuario deberá aclarar la referencia de tensión adoptada.

- En sistemas monofásicos un *swell* comienza cuando la tensión **RMS** supera el umbral, y termina cuando la misma es igual o menor al umbral de detección menos la tensión de histéresis.
- En sistemas polifásicos un *swell* comienza cuando la tensión **RMS** de uno o más canales está por encima del umbral de detección y finaliza cuando la tensión sobre todos los canales medidos es igual o inferior al umbral de detección menos un valor de histéresis.

#### 2.1.1.1.5. Evaluación de un *swell* de tensión

De acuerdo a esta normativa, un *swell* se caracteriza por la máxima tensión del *swell* y la duración:

- la máxima tensión del *swell* es el mayor valor **RMS** medido sobre cualquier canal durante el *swell*.
- la duración de un *swell* es la diferencia de tiempo entre el inicio y el fin del mismo.

#### 2.1.1.1.6. Evaluación de una interrupción de tensión

El umbral de interrupción de tensión es un porcentaje de la tensión declarada.

- En sistemas monofásicos, una interrupción de tensión comienza cuando la tensión **RMS** cae por debajo del umbral de interrupción de tensión y finaliza cuando el valor **RMS** es igual o superior al umbral de interrupción más un valor de histéresis.
- En sistemas polifásicos, una interrupción de tensión comienza cuando las tensiones **RMS** de todos los canales cae debajo del umbral de interrupción, y finaliza cuando la tensión **RMS** de cualquier canal es igual o superior al umbral de interrupción más un valor de histéresis.

El umbral de interrupción y el valor de histéresis son ajustados por el usuario de acuerdo a la aplicación. El umbral de interrupción de tensión no debería ser menor a la incertidumbre en la medición de la tensión residual más el valor de histéresis. De acuerdo a la norma, un valor de histéresis típico es el 2 % de la tensión declarada.

## 2. Normativa

### 2.1.1.2 IEC 61000-4-11

Esta parte de la IEC 61000 actualizada en 2004 [42] define los métodos de ensayo de inmunidad a *dips* de tensión, interrupciones cortas y variaciones de tensión. Establece además el rango de niveles de ensayo preferidos para equipamiento eléctrico y electrónico conectado a redes de alimentación de baja tensión. La misma se titula “*Técnicas de ensayo y medición - Ensayos de inmunidad a dips de tensión, interrupciones cortas y variaciones de tensión*” y se aplica a equipamiento con conexión a redes de 50 Hz o 60 Hz cuya corriente nominal de entrada no exceda los 16 A por fase. La norma describe tres ensayos diferentes:

1. **Dips de tensión:** están definidos como reducciones repentinas de tensión por un corto periodo de tiempo, seguido de la recuperación de la tensión original.
2. **Interrupciones cortas:** están definidos como una discrepancia de la tensión durante un corto periodo de tiempo, que típicamente no excede 1 minuto, seguido por una recuperación de la tensión original. Las interrupciones cortas son consideradas como *dips* de tensión de tensión nula.
3. **Variaciones de tensión:** son cambios graduales de la tensión de alimentación a un valor superior o menor que la tensión nominal. La duración puede ser larga o corta.

La norma también describe cómo se deberían presentar los resultados. Los mismos se deberían clasificar en cuatro categorías:

1. **Criterio de desempeño A:** rendimiento dentro de los límites de especificación.
2. **Criterio de desempeño B:** degradación temporaria autorecuperable.
3. **Criterio de desempeño C:** degradación temporaria que requiere intervención de un operador.
4. **Criterio de desempeño D:** pérdida de función que no es recuperable.

La descripción de los resultados de acuerdo al criterio de desempeño da una idea clara de cómo respondió el equipamiento a las condiciones del ensayo.

### 2.1.1.3 IEC 61000-4-34

Esta norma actualizada en 2005 [43], al igual que el IEC 61000-4-11 define los métodos de ensayo de inmunidad a *dips* de tensión, interrupciones cortas y variaciones de tensión, pero a diferencia de este último, se aplica a equipamiento con conexión a redes monofásicas o trifásicas de 50 Hz o 60 Hz cuya corriente nominal de entrada exceda los 16 A por fase.

Tanto la norma IEC 61000-4-11, como la IEC 61000-4-34 son de interés por el impacto que pueden tener los eventos, pero no aportan información significativa desde el punto de vista de la detección y clasificación de eventos.

### 2.1.2 Normativa IEEE

El **IEEE** es una asociación mundial de técnicos e ingenieros dedicada a la estandarización y el desarrollo en áreas técnicas. Mediante sus actividades de publicación técnica, conferencias y normas basadas en consenso, el **IEEE** produce más del 30% de la literatura publicada en el mundo sobre ingeniería eléctrica de potencia, electrónica, computación, telecomunicaciones, telemática, mecatrónica, tecnología de control y robótica, entre otras ramas derivadas y correspondientes a la Ingeniería Eléctrica. Las normas norteamericanas sobre calidad de energía son las recomendaciones de la **IEEE**, las cuales no tienen carácter de cumplimiento obligatorio.

#### 2.1.2.1 IEEE 1159

Esta norma actualizada en 2009 [26] se titula “*Práctica recomendada por IEEE para monitorear la calidad de la energía eléctrica*”. Su alcance abarca el monitoreo de las características eléctricas de los sistemas de alimentación de *corriente alterna (CA)* monofásicos y polifásicos. Incluye descripciones consistentes de fenómenos electromagnéticos conducidos que ocurren en sistemas de energía y presenta definiciones de condiciones nominales y desviaciones que pueden originarse dentro de la fuente de suministro o el equipo de carga, o que pueden provenir de interacciones entre la fuente y la carga. Además, analiza las técnicas de medición, las técnicas de aplicación y la interpretación de los resultados del monitoreo.

En la Tabla 2.1 se muestran los fenómenos principales que originan perturbaciones electromagnéticas. Para fenómenos de estado estacionario se utilizan los siguientes atributos:

- amplitud
- frecuencia
- espectro
- modulación
- impedancia de la fuente

Mientras que para fenómenos no estacionarios se pueden requerir otros atributos:

- tasa de incremento
- duración
- tasa de ocurrencia
- potencial energético

En la Tabla 2.1 se observa que en particular los *dips* e interrupciones de tensión se originan debido a fenómenos conducidos de baja frecuencia.

La Tabla 2.2 provee información respecto al contenido espectral, la duración y magnitud típicos para cada categoría de fenómeno electromagnético que sirve como herramienta para identificar los diferentes tipos de perturbaciones electromagnéticas. Las categorías y sus descripciones son importantes para poder clasificar los resultados de las mediciones y describir los fenómenos

## 2. Normativa

Tabla 2.1.: Fenómenos principales que originan perturbaciones electromagnéticas como las clasificadas por la IEC según la Norma IEEE 1159-2009 [26].

Grupo	Ejemplos
Fenómenos conducidos de baja frecuencia	Armónicos, interarmónicos Sistemas de señales (línea de potencia portadora) Fluctuaciones de tensión <i>Dips</i> de tensión e interrupciones Desbalances de tensión Variaciones de frecuencia Tensiones inducidas de baja frecuencia CC en redes CA
Fenómenos radiados de baja frecuencia	Campos magnéticos Campos eléctricos
Fenómenos conducidos de alta frecuencia	Tensiones o corrientes de onda continua inducidas Transitorios unidireccionales Transitorios oscilatorios
Fenómenos radiados de alta frecuencia	Campos magnéticos Campos eléctricos Campos electromagnéticos Ondas continuas Transitorios
Fenómenos de descarga electrostática	–
Pulso electromagnético nuclear	–

electromagnéticos que pueden causar problemas de calidad de energía. La mayoría de los fenómenos descritos en esta tabla se aplican a las tensiones medidas, no obstante, en ocasiones un fenómeno se puede manifestar en una corriente.

En la Tabla 2.2 se observa que en particular los eventos de tensión (*dips*, *swells* e interrupciones) se clasifican como variaciones de corta duración. Estas se pueden distinguir entre las variaciones instantáneas (*dips* y *swells* de 0.5 ciclos a 30 ciclos de duración), las variaciones momentáneas (*dips* y *swells* de 30 ciclos a 3 segundos e interrupciones de 0.5 ciclos a 3 segundos) y las variaciones temporarias (*dips*, *swells* e interrupciones de 3 segundos a 1 minuto). Cabe destacar que los *dips* son definidos como caídas de tensión de 0.1 *por unidad* (pu) a 0.9 pu y las interrupciones como caídas menores a 0.1 pu para cualquiera de las variaciones mencionadas. Mientras que los *swells* se definen en un rango de tensión diferente para cada tipo de variación. Es decir, los *swells* se definen en el rango 1.1 pu a 1.8 pu para variaciones instantáneas, 1.1 pu a 1.4 pu para variaciones momentáneas y 1.1 pu a 1.2 pu para variaciones temporarias.

La norma realiza una descripción detallada de cada tipo de perturbación. Particularmente en lo que respecta a *dips* y *swells* se deben señalar algunos aspectos importantes mencionados en este documento. Según esta norma, un *dip* se define como un decremento del valor RMS entre 0.1 pu y 0.9 pu con duraciones desde 0.5 ciclos a 1 min. Los valores típicos se encuentran en el mismo rango de tensiones. La terminología utilizada para describir la magnitud de un *dip* de tensión es a menudo confusa. Por ejemplo, un *dip* del 20 % puede hacer referencia a un *dip* que resulta en una tensión de 0.8 pu o 0.2 pu. Por este motivo la terminología sugerida al describir variaciones RMS es la *tensión retenida* o *tensión remanente*, cuya definición proporcionada por

Tabla 2.2.: Categorías y características típicas de perturbaciones en la calidad de energía eléctrica, según la norma IEEE 1159 – 2009.

Categorías	Contenido Espectral Típico	Duración Típica	Magnitud Típica
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanosegundos	$t_e = 5 \text{ ns}$	$< 50 \text{ ns}$	
1.1.2 Microsegundos	$t_e = 1 \text{ } \mu\text{s}$	$50 - 1 \text{ ms}$	
1.1.3 Milisegundos	$t_e = 0.1 \text{ ms}$	$> 1 \text{ ms}$	
1.2 Oscilatorios			
1.1.1 Baja frecuencia	$< 5 \text{ kHz}$	$0.3 - 50 \text{ ms}$	$0 - 4 \text{ pu}$
1.1.2 Frecuencia media	$5 - 500 \text{ kHz}$	$20 \text{ } \mu\text{s}$	$0 - 8 \text{ pu}$
1.1.3 Alta frecuencia	$0.5 - 5 \text{ MHz}$	$5 \text{ } \mu\text{s}$	$0 - 4 \text{ pu}$
2.0 Variación corta del valor RMS			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 <i>Dip</i>		$0.5 - 30 \text{ ciclos}$	$0.1 - 0.9 \text{ pu}$
2.1.2 <i>Swell</i>		$0.5 - 30 \text{ ciclos}$	$1.1 - 1.8 \text{ pu}$
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		$0.5 \text{ ciclos} - 3 \text{ s}$	$< 0.1 \text{ pu}$
2.2.2 <i>Dip</i>		$30 \text{ ciclos} - 3 \text{ s}$	$0.1 - 0.9 \text{ pu}$
2.2.3 <i>Swell</i>		$30 \text{ ciclos} - 3 \text{ s}$	$1.1 - 1.4 \text{ pu}$
2.3 Temporarias			
2.3.1 Interrupción		$> 3 \text{ s} - 1 \text{ min}$	$< 0.1 \text{ pu}$
2.3.2 <i>Dip</i>		$> 3 \text{ s} - 1 \text{ min}$	$0.1 - 0.9 \text{ pu}$
2.3.3 <i>Swell</i>		$> 3 \text{ s} - 1 \text{ min}$	$1.1 - 1.2 \text{ pu}$
3.0 Variación larga del valor RMS			
3.1 Interrupción		$> 1 \text{ min}$	$0.0 \text{ pu}$
3.2 Sobretensión		$> 1 \text{ min}$	$1.1 - 1.2 \text{ pu}$
3.3 Subtensión		$> 1 \text{ min}$	$0.8 - 0.9 \text{ pu}$
3.4 Sobrecarga de Corriente		$> 1 \text{ min}$	
4.0 Desbalance			
4.1 Tensión		estado-estacionario	$0.5 - 2\%$
4.2 Corriente		estado-estacionario	$1.0 - 30\%$
5.0 Distorsión de la Forma de Onda			
5.1 Offset de CC		estado-estacionario	$0 - 0.1\%$
5.2 Armónicos	$0 - 9 \text{ kHz}$	estado-estacionario	$0 - 20\%$
5.3 Interarmónicos	$0 - 9 \text{ kHz}$	estado-estacionario	$0 - 2\%$
5.4 Notching	banda ancha	estado-estacionario	
5.5 Ruido		estado-estacionario	$0 - 1\%$
6.0 Fluctuación de Tensión	$< 25 \text{ Hz}$	intermitente	$0.1 - 7\%$ $0.2 - 2 \text{ P}_{\text{st}}$
7.0 Variación Frecuencial		$< 10 \text{ s}$	$\pm 0.1 \text{ Hz}$

la norma IEC 61000-4-30 fue presentada en la sección 2.1.1.1.3. En el ejemplo recién visto, un *dip* del 20 % correspondería a una tensión retenida del 20 %, es decir de 0.2 pu.

### 2.1.2.2 IEEE 1564

Esta norma actualizada en 2014 [44] se titula “Guía para índices de dips de tensión”, e identifica índices y características apropiados para *dips* de tensión en sistemas eléctricos de potencia así como los métodos para calcularlos. Provee métodos para cuantificar tanto la severidad de *dips* de tensión individuales (características de eventos simples o únicos), como

## 2. Normativa

el desempeño de eventos múltiples en una locación específica (índices de sitio único), y el desempeño de eventos múltiples para todo el sistema (índices de sistema). Los métodos son apropiados para ser empleados en sistemas eléctricos de potencia de transmisión y distribución de 50/60 Hz, aunque también se pueden aplicar a sistemas con otras frecuencias fundamentales.

En esta guía se presentan definiciones importantes, muchas de las cuáles se utilizarán en esta tesis, por lo cual se transcriben algunas de ellas:

**tensión característica (de un *dip* de tensión):** es una característica de un único evento que combina las tensiones en las tres fases en un único valor que corresponde a la tensión **RMS** de ventana deslizante definida para registros de fases simples. La tensión característica es la menor entre las tres tensiones **RMS** entre fases y las tres tensiones **RMS** entre fase y tierra luego de remover la componente de secuencia cero, todas ellas expresadas en **pu**.

**tensión declarada:** es una tensión nominal u otro valor de tensión acordado entre el proveedor de energía y el consumidor.

**profundidad (de un *dip* de tensión):** es la diferencia entre la tensión de referencia y la tensión residual. Generalmente se expresa como porcentaje de la tensión de referencia.

**duración (de un *dip* de tensión):** es la longitud del intervalo de tiempo transcurrido entre el tiempo donde la tensión **RMS** cae debajo del umbral de detección de *dips* y el tiempo subsiguiente donde la misma supera dicho umbral.

**duración (de un *swell* de tensión):** es la longitud del intervalo de tiempo transcurrido entre el tiempo donde la tensión **RMS** supera el umbral de detección de *swells* y el tiempo subsiguiente donde la misma cae debajo de dicho umbral.

**magnitud (de un *dip* de tensión):** es el valor mínimo de la tensión **RMS** de ventana deslizante registrado durante un *dip*. La magnitud se expresa en volts o en relación (porcentual o por unidad) a la tensión declarada o de la tensión de referencia deslizante.

**magnitud (de un *swell* de tensión):** es el máximo valor de la tensión **RMS** de ventana deslizante registrada durante un *swell*. La magnitud se expresa en volts o en relación (porcentual o por unidad) a la tensión declarada o de la tensión de referencia deslizante.

**tensión de referencia deslizante:** es una magnitud de tensión promediada sobre un intervalo de tiempo específico, que representa la tensión que precede a un *dip* de tensión.

**tensión **RMS** de ventana deslizante:** es el valor de la tensión **RMS** medida sobre un ciclo y actualizado cada medio ciclo.

**umbral de detección de *dips*:** es un valor de tensión **RMS** especificado para el propósito de detectar el inicio y el fin de un *dip* de tensión. Los valores típicos están entre el 90 % y 95 % de la tensión declarada o tensión de referencia deslizante.

**umbral de detección de *swells*:** es un valor de tensión **RMS** especificado para el

propósito de detectar el inicio y el fin de un *swell* de tensión. Los valores típicos están entre el 110 % y 180 % de la tensión declarada o tensión de referencia deslizante.

### 2.1.2.3 IEEE 1547

Se trata de una norma actualizada recientemente en el año 2018 [2] titulada “*Norma IEEE para la Interconexión e Interoperabilidad de Recursos de Energía Distribuida con Interfaces de Sistemas Eléctricos de Potencia Asociados*”. El foco de esta norma está puesto en las especificaciones técnicas y ensayos para la interconexión e interoperabilidad entre los *sistemas eléctricos de potencia* (del inglés *electric power systems*, **EPS**) y los **DER**. Provee requerimientos relevantes para el desempeño, operación, ensayo, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Además incluye requerimientos generales sobre respuesta a condiciones anormales, **calidad de la energía**, modo isla; especificaciones y requerimientos de ensayo para diseño, producción, evaluación de la instalación, puesta en marcha y pruebas periódicas. Los requisitos establecidos se emplean en la interconexión de los **DER**, incluyendo máquinas sincrónicas, máquinas de inducción, o convertidores/inversores de potencia. Los criterios y requerimientos se aplican a todas las tecnologías **DER** interconectadas a tensiones de distribución primarias y secundarias típicas de los **EPS**. El principal énfasis del documento está puesto en la instalación de los *generadores de energía distribuida* sobre sistemas de distribución primarios y secundarios radiales aunque se consideran también otros sistemas.

En lo concerniente a calidad de la energía, merecen ser destacados algunos aspectos importantes vinculados a las variaciones de tensión admisibles. En la norma se establecen las siguientes tolerancias:

**cambios rápidos de tensión** (del inglés *rapid voltage changes*, **RVC**): algunas de las causas incluyen los arranques, las corrientes iniciales de excitación, la operación de conmutación de equipos como los bancos de condensadores y los transformadores. Cuando el **PCC** es de **MT**, los **DER** no deberían causar escalones o rampas en la tensión **RMS** del **PCC** que excedan el 3 % de la tensión nominal ni el 3 % por segundo promediado sobre un periodo de un segundo. Cuando el **PCC** es de **BT**, los **DER** no deberían causar escalones o rampas en la tensión **RMS** del **PCC** que excedan el 5% de la tensión nominal ni el 5 % por segundo promediado sobre un periodo de un segundo. Cualquier excepción a los límites está sujeta a la aprobación por parte del operador del **EPS**, considerando otras fuentes de **RVC** dentro del área del **EPS**. Por lo mencionado, los **RVC** no deberían disparar los umbrales de detección de *dips* ni de *swells* de tensión.

**Limitación de sobretensión sobre un periodo fundamental:** los **DER** no deberían contribuir a sobretensiones instantáneas a frecuencia fundamental con los siguientes límites:

- el **DER** no debería causar que la tensión de línea a tierra de frecuencia fundamental en ninguna parte del área del **EPS** diseñado para funcionar con una conexión de tierra efectiva, exceda el 138 % de la tensión línea a tierra de frecuencia fundamental por una duración que exceda un ciclo de red.
- el **DER** no debería causar que la tensión de línea a línea de frecuencia fundamental en ninguna parte del área del **EPS** exceda el 138% de la tensión línea a línea nominal de frecuencia fundamental durante una duración que exceda un ciclo de red.

## 2. Normativa

**Limitación de la sobretensión instantánea acumulativa:** El DER no causará que la tensión instantánea en ninguna parte del EPS exceda las magnitudes y duraciones acumuladas que se muestran en la Fig. 2.1. La duración acumulativa solo incluirá la suma de duraciones para las cuales la tensión instantánea excede el umbral respectivo en una ventana de tiempo de 1min, como se observa en el ejemplo de la Fig. 2.2.

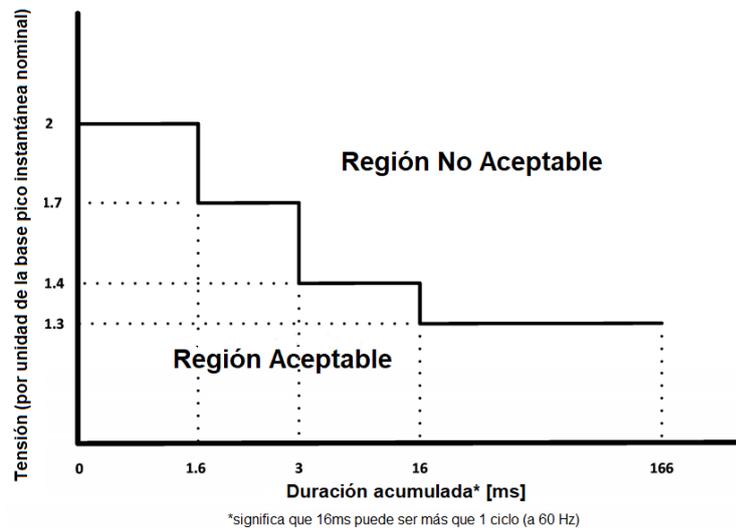


Figura 2.1.: Limitación de sobretensiones instantáneas acumulativas según la norma IEEE 1547-2018 [2].

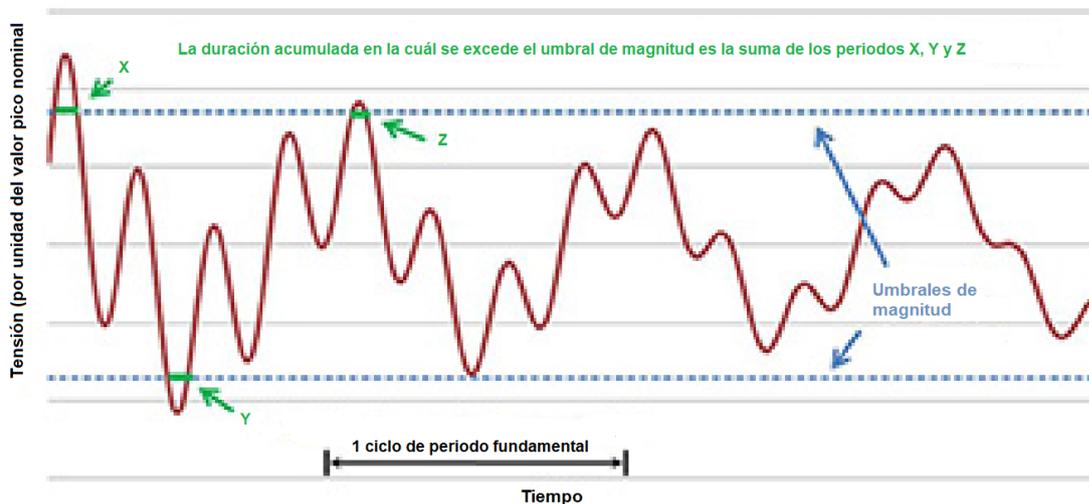


Figura 2.2.: Ilustración de la duración acumulativa. IEEE 1547-2018 [2].

De lo visto anteriormente se puede concluir que a diferencia de los RVC, las sobretensiones originadas por DER podrían disparar los umbrales de detección de *swells* y ser clasificados como tales debido a que la norma admite duraciones superiores a medio ciclo de frecuencia fundamental.

### 2.1.3 Especificaciones para equipos de ICT

Los equipos de *tecnología de la información y comunicación* (del inglés *information and communication technology*, **ICT**), como los sistemas de control de procesos, servidores de datos, sistemas de instrumentación virtual, etc. son sensibles a los eventos de tensión, particularmente a las disminuciones graduales de tensión. Si bien suelen estar provistos de sistemas de protección que detectan fallas y perturbaciones en la red eléctrica, las mismas pueden no ser suficientemente rápidas para detectar una disminución de la tensión de suministro. En estos casos, los niveles de tensión pueden caer por debajo del nivel de funcionamiento mínimo admisible por los equipos de **ICT**. En consecuencia, se pueden perder o dañar datos, y una vez recuperada la tensión, los equipos pueden llegar a ser incapaces de reiniciarse correctamente, necesitando una reposición manual o incluso una reprogramación.

La tolerancia de los equipos de **ICT** a los eventos de tensión frente a la calidad del producto presente en un determinado punto de suministro de la red eléctrica, está definida por curvas que relacionan la duración y magnitud de los mismos. De esta forma se definen las regiones donde un equipo de **ICT** debería soportar y continuar operativo, tal como se resumirá a continuación.

#### 2.1.3.1 Especificación CBEMA

En 1977, la *Asociación de Fabricantes de Equipos para Empresas de Computación* (del inglés *Computer Business Equipment Manufacturers Association*, **CBEMA**) desarrolló la curva homónima (Fig. 2.3) para describir la tolerancia de una computadora a variaciones de tensión del sistema de alimentación. Si bien muchas computadoras modernas presentan una mayor tolerancia, la curva se ha convertido en un objetivo de diseño estándar para equipos sensibles y un formato común para presentar los datos concernientes a la calidad de la energía, específicamente a la ocurrencia de eventos en la red.

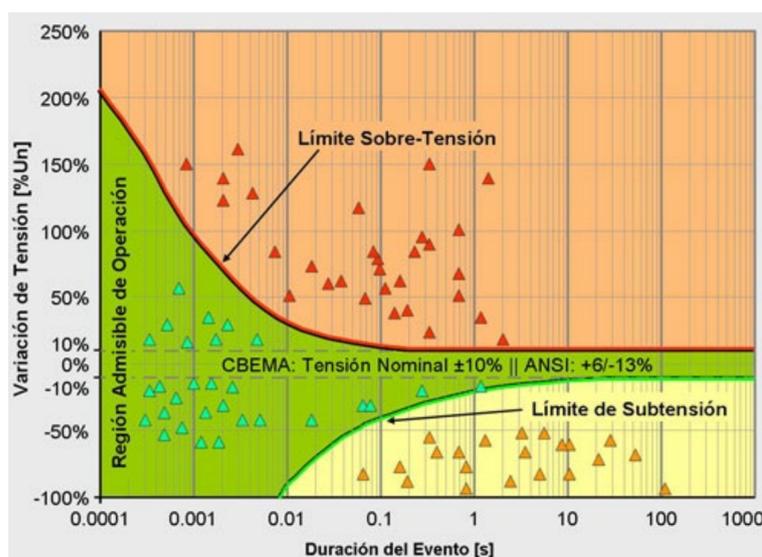


Figura 2.3.: Curva CBEMA - 1977. Figura extraída de [45]

## 2. Normativa

Analizando la curva presentada en la Fig. 2.3 se observa que la región de tensión de  $\pm 10\%$  se define como margen de estado de suministro estable. Cualquier variación incluida en esta región no es evaluada como un evento. A su vez esta región está incluida en la región verde, la cual se define como una zona admisible de operación. Aquellos puntos que están emplazados por encima de esta región admisible (región roja) suponen causas de mal funcionamiento, tales como fallas en el aislamiento, disparos por sobretensión, y sobreexcitación. Mientras que los puntos por debajo de la región admisible (región amarilla) implican causas de pérdida de carga debido a la disminución de la energía proporcional al cuadrado de la tensión y al tiempo que dura el evento.

### 2.1.3.2 Especificación ITI (CBEMA)

En 1990, el *Consejo de la Industria de la Tecnología de la Información* (del inglés *Information Technology Industry Council*, ITI) desarrolló una curva (Fig. 2.4) que contempla el comportamiento de un espectro más amplio de equipos presentes en la industria. Esta especificación ha sido base de diseño de nuevos dispositivos con mayores capacidades para compatibilizar con niveles superiores de calidad de la energía. Por este motivo, se han ampliado las tolerancias frente a eventos de tensión. En la última revisión del año 2000 se definen varias regiones a saber:

- **Región de funcionamiento en estado estacionario:** comprende el rango de  $\pm 10\%$  de la tensión nominal. Las tensiones comprendidas dentro de este rango pueden estar presentes durante un periodo indefinido y son una función de las cargas y pérdidas normales en un sistema de distribución.
- **Región de *swells* de tensión:** esta región describe un *swell* que tiene una amplitud RMS de hasta 120% de la tensión nominal RMS, con una duración de hasta 0.5 s. Este evento transitorio puede ocurrir cuando grandes cargas son removidas del sistema o cuando la tensión es suministrada desde otras fuentes distintas a la de la compañía distribuidora.
- **Región de decaimiento oscilatorio de baja frecuencia:** este decaimiento resulta típicamente de la conexión de bancos de capacitores correctores del factor de potencia en un sistema de distribución. La frecuencia de este transitorio puede variar desde 200 Hz hasta 5 kHz, dependiendo de la frecuencia de resonancia del sistema de distribución. La magnitud del transitorio se expresa como un porcentaje de la tensión nominal pico (no el valor RMS). Se supone que el transitorio se produce cerca del pico de la forma de onda de tensión nominal y se asume que el mismo decaerá completamente luego del semiciclo en el que ocurre. La amplitud del transitorio varía desde 140 % para ondas de 200 Hz hasta 200 % para ondas de 5 kHz, con un incremento lineal de la amplitud con el crecimiento de la frecuencia.
- **Impulso y oscilación de alta frecuencia:** esta región describe los transitorios que ocurren típicamente como resultado de descargas atmosféricas. Las formas de ondas aplicables a este transitorio y las condiciones generales de ensayo se describen en ANSI/IEEE C62.41-1991. Esta región de la curva trata tanto con la amplitud como con la duración (energía), en lugar de la duración RMS. La intención es proporcionar una inmunidad transitoria mínima de 80 Joules.

- **Región de *dips* de tensión:** Se describen dos *dips* de tensión **RMS**. Generalmente estos transitorios resultan de la aplicación de cargas pesadas, así como condiciones de falla en varios puntos del sistema de distribución. Se asume que los huecos de hasta 80 % de la tensión nominal (desviación máxima de 20 %) tienen una duración típica de hasta 10 s, y huecos de hasta 70 % de la tensión nominal (desviación máxima de 30 %) tienen una duración de hasta 0.5 s.
- **Interrupción de tensión:** incluye tanto *dips* **RMS** severos como interrupciones completas seguidos de una recuperación inmediata de la tensión nominal. La interrupción puede durar hasta 1.2 ciclos. Este transitorio resulta típicamente de la ocurrencia y subsecuente despeje de las fallas en el sistema de distribución.
- **Región sin daños:** los eventos en esta región incluyen *dips* e interrupciones que son más severos que aquellos ya especificados anteriormente, y tensiones aplicadas continuamente menores al límite inferior del rango de tolerancia de estado estacionario. Normalmente en estas condiciones no se espera el estado funcional normal del equipo de **ICT**, pero tampoco se esperan daños en el mismo.
- **Región prohibida** Esta región incluye cualquier *swell* que exceda el límite superior de la envolvente. Si el equipo de **ICT** es sometido a tales condiciones el mismo puede resultar dañado.

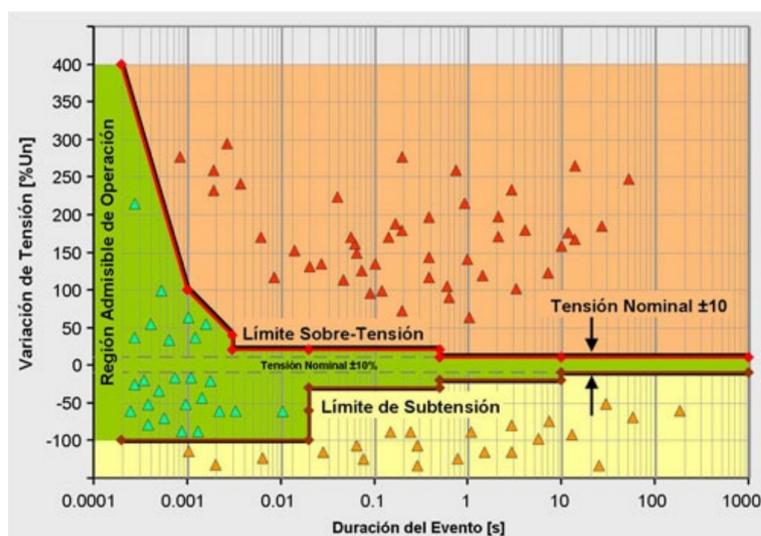


Figura 2.4.: Curva ITI-CBEMA - revisión 2000. Figura extraída de [45].

### 2.1.3.3 Especificación SEMI F47

A fin de aumentar la tolerancia de los equipos de **ICT** a los *dips* de tensión, la *Asociación Internacional de la Industria de Semiconductores* (del inglés *Semiconductor Equipment and Materials International*, **SEMI**) ha desarrollado la especificación **SEMI F47** que establece las tolerancias a *dips* de tensión para equipos de fabricación de semiconductores. Las fábricas

## 2. Normativa

de semiconductores requieren altos niveles de calidad de energía debido a la sensibilidad de los equipos y controles de proceso. Los equipos de procesamiento de semiconductores son especialmente vulnerables a los *dips* de tensión. Esta especificación, cuya última edición aprobada técnicamente por el *Comité Técnico de Instalaciones* (del inglés *Facilities Technical Committee, FTC*) a nivel mundial es del año 2012 y se publicó originalmente en 1999, define la inmunidad a los *dips* de tensión requerida para el procesamiento de semiconductores, su metrología y los equipos de prueba automatizados para realizar los controles. Esta especificación establece un equilibrio entre la inmunidad al *dips* de tensión y el aumento del costo del equipo, determinando los requisitos mínimos de inmunidad a *dips* de tensión en términos de profundidad de caída de tensión (en porcentaje de la tensión nominal restante durante la caída) y duración de la caída de tensión (en ciclos o segundos). Además establece los requisitos de adquisición, los métodos de prueba, los criterios de aprobación y los requisitos del informe de prueba. Como se observa en la Fig. 2.5, estos equipos deben tolerar interrupciones de hasta 20 ms, *dips* de 50 % (tensión residual) con duraciones de hasta 200 ms, de 70% hasta 500 ms y de 80 % hasta 1000 ms. Los límites establecidos determinan la región de funcionamiento y establecen una zona inferior como prohibida o del mal funcionamiento.

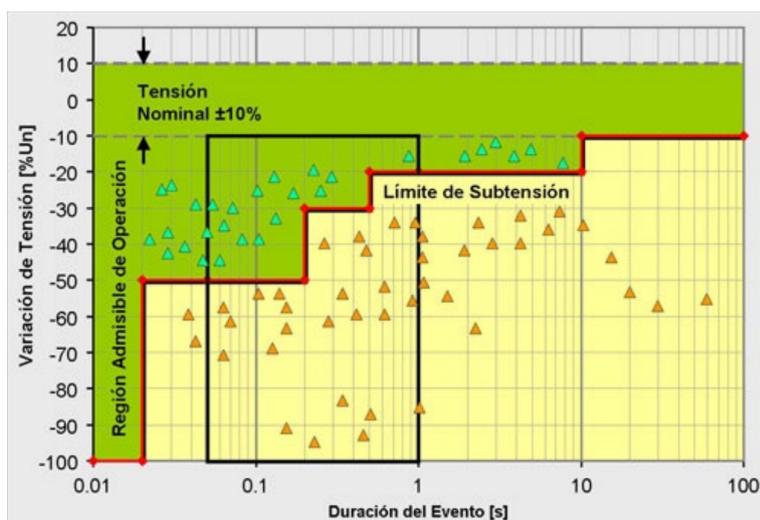


Figura 2.5.: Curva SEMI-F47. Figura extraída de [45].

### 2.1.3.4 Especificación POWER VACCINE

La empresa *Samsung Semiconductor* ha desarrollado la especificación "Power Vaccine" para equipos de fabricación de semiconductores, la cuál es mucho más estricta que la especificación habitual de inmunidad a la calidad de la energía para este tipo de equipos, SEMI F47. La misma establece que este tipo de equipos debe tolerar una pérdida total de potencia en todas las fases de la alimentación durante 1 s basándose en reglamentaciones de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Corea. Indica que para cumplir este requerimiento no se debería utilizar un UPS evitando la proliferación de los mismos, y lo trata como un caso especial de la norma IEC 61000-4-11 [42]. Como se observa en la Fig. 2.6 las normas ITI-CBEMA, SEMI F47 e IEC 61000-4-11 requieren que el equipo tolere una interrupción completa durante sólo 1 ciclo y

en al menos una fase, no necesariamente en todas las fases simultáneas. En la nota técnica [46] de la empresa *Power Standard Lab (PSL)* se analizan varias formas de cumplir con la especificación de Samsung.

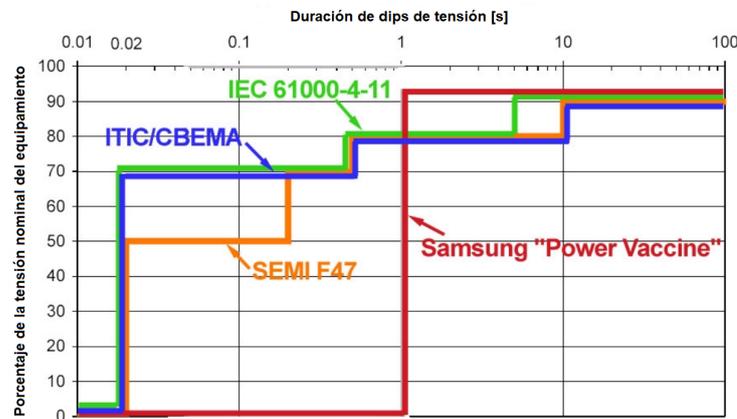


Figura 2.6.: Curvas profundidad-duración de inmunidad a los dips de tensión de varias normas. Figura extraída de [45].

## 2.2 Normativa nacional

A nivel nacional no existe una normativa específica en materia de calidad de la energía. En general, el referente normativo nacional es el *Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM)*, representante argentino ante las organizaciones internacionales **ISO** e **IEC**, en este caso, en conjunto con la *Asociación Electrotécnica Argentina (AEA)*. No obstante, existe el **ENRE** que regula la actividad eléctrica a través de resoluciones y contratos de concesión.

### 2.2.1 ENRE

El **ENRE** es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

Creado en 1993 por la Ley N° 24.065 en el ámbito de la Secretaría de Energía y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación, el **ENRE** debe llevar a cabo las medidas necesarias para cumplir los objetivos de la política nacional respecto del abastecimiento, transporte y distribución de la electricidad.

Entre los objetivos con los que debe cumplir el ente, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución.

## 2. Normativa

- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El **ENRE** provee la base metodológica para el control de las distribuidoras en materia de calidad del producto (es decir, calidad de la energía) a través de diferentes resoluciones.

### 2.2.1.0.1. Resolución ENRE 184/00

Esta resolución es la Base Metodológica para el Control de la Calidad del Producto Técnico ofrecido por las empresas distribuidoras. La misma define los niveles de referencia para fluctuaciones de tensión (*flicker*) y los niveles de referencia para tensiones armónicas. Estos niveles representan la magnitud de perturbación garantizada en un punto dado de suministro (definida para cada tipo de perturbación), que asegura que si no es sobrepasada en un tiempo mayor a un determinado porcentaje del período de medición (en general 95%), la calidad del producto técnico es adecuada y existe compatibilidad electromagnética satisfactoria entre las instalaciones y equipos del usuario con la red de suministro. Estos valores son establecidos siguiendo los lineamientos de la normativa internacional.

### 2.2.1.0.2. Resolución ENRE 99/97

Esta resolución es la Base Metodológica para el Control de la Emisión de Perturbaciones por parte de los consumidores. Es decir, establece las responsabilidades de la distribuidora en cuanto al control de las perturbaciones (*flicker* y armónicas) presentes en las redes de suministro. Allí se definen los límites de emisión individuales para fluctuaciones de tensión (*flicker*) y los límites de emisión individuales para corrientes armónicas.

## 2.2.2 OCEBA

El **OCEBA** ejerce control sobre tres (3) distribuidores con concesión en el ámbito de la provincia de Buenos Aires: - EDEN S.A., EDEA S.A., EDES S.A. - y casi doscientas distribuidoras con concesión municipal. Las funciones que la ley acuerda al Organismo de Control se rigen por el principio de la especialidad de la competencia, atribuyéndosele actividades de control y fiscalización, normativas y jurisdiccionales en materia eléctrica. Entre las primeras, de control y fiscalización, se encuentran las de hacer cumplir la ley, el reglamento y los contratos de concesión, controlando la calidad técnica y comercial, fiscalizando la seguridad, el medio ambiente, exigiendo el cumplimiento de los cuadros tarifarios y aplicando las sanciones pertinentes cuando ello corresponda. Entre las segundas, de carácter normativo, se encuentran las de reglamentar los procedimientos de audiencias públicas, de aplicación de sanciones, de controversias y todas aquellas necesarias para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines legales.

Por último, en su rol de tercero imparcial, dicta actos administrativos de alcance jurisdiccional, con control judicial suficiente, interviniendo en forma previa y obligatoria en toda controversia

Tabla 2.3.: Bandas de tolerancia de tensión según Subanexo D.

Nivel de tensión	Etapa	Límites
Alta tensión	Transición	$\pm 7\%$
	Régimen	$\pm 7\%$
Media tensión	Transición	$\pm 10\%$
	Régimen	$\pm 8\%$
Baja tensión	Transición	$\pm 10\%$
	Régimen	$\pm 8\%$
Zonas rurales en punto de suministro	Transición	$\pm 13\%$
	Régimen	$\pm 12\%$

entre agentes de la actividad eléctrica provincial, como así también en los casos de usuarios residenciales que opten por la vía del Ente. Los contratos de concesión celebrados entre el **OCEBA** y las distintas empresas, ya sean provinciales o municipales, deben cumplir con ocho (8) subanexos en los cuales se establece el régimen tarifario, el reglamento de suministro y conexión, las normas de calidad de servicio y producto, entre otros parámetros. **OCEBA** no fija formalmente la metodología de control, por lo cuál los niveles de calidad de energía admitidos son los fijados por el **ENRE** para su jurisdicción.

#### 2.2.2.0.1. El Subanexo D del contrato de concesión

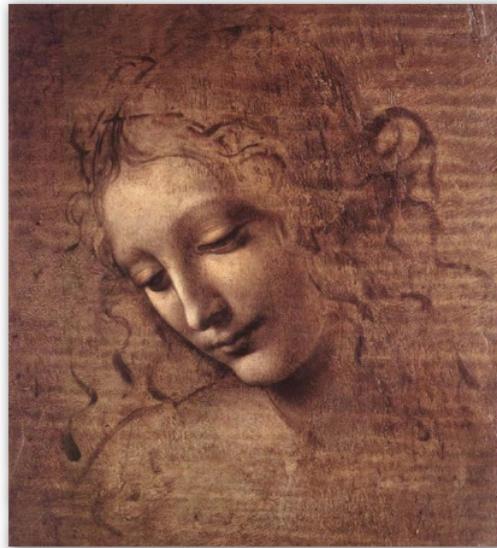
El Subanexo D define los conceptos de calidad de producto técnico, calidad de servicio técnico y calidad de servicio comercial. La calidad del producto técnico suministrado se relaciona con el nivel de tensión en el punto de suministro y sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas). La calidad del servicio técnico involucra la frecuencia y duración media de las interrupciones en el suministro. La calidad de servicio comercial involucra los aspectos relacionados a la relación entre la distribuidora y el cliente. Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son el nivel de tensión y las perturbaciones, siendo la distribuidora la responsable de efectuar las mediciones correspondientes, y el procesamiento de los datos relevados.

Los períodos de control son semestrales, y las sanciones por incumplimiento a los parámetros de calidad son abonadas a los clientes mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al período de control. En el Subanexo D se definen niveles de referencia para niveles de tensión y perturbaciones. Para evaluar los niveles de tensión se establecen bandas de tolerancia diferentes para cada nivel de tensión y para áreas urbanas y rurales. Las mismas se exponen en la Tabla 2.3.

De lo relevado, se concluye que en ninguna de las resoluciones anteriores del **ENRE** ni del **OCEBA** concernientes a la calidad del producto se definen exigencias en cuanto a eventos de tensión, por lo cuál en esta tesis se adoptarán los lineamientos de las normativas internacionales.



### 3 Estado del arte



“La scapigliata”, Leonardo da Vinci, 1508.

“Haz siempre lo máximo que puedas”  
“Los cuatro acuerdos”, Cap. 5. El cuarto acuerdo tolteca, Miguel Ruiz, 1977.

#### Síntesis del capítulo

La caracterización de eventos de tensión usualmente requiere de tres etapas. La primera etapa, de **detección** del evento, tiene como objetivo detectar el instante de tiempo a partir del cual comienza y finaliza un evento. La segunda etapa es la de **segmentación**, a través de la cual se distinguen regiones de transición que permiten identificar las etapas que componen un evento. Y la tercera etapa, de **clasificación**, cuantifica la severidad y duración del evento catalogando el mismo de acuerdo a determinados criterios a fin de poder realizar un registro estadístico, inferir sus causas, etc. En este capítulo se presentan las principales metodologías propuestas en la bibliografía para resolver cada una de estas tres etapas con una visión crítica, resaltando las virtudes y defectos de cada una de ellas.

### 3. Estado del arte

La completa caracterización de eventos de tensión requiere de tres etapas bien definidas denominadas **detección**, **segmentación** y **clasificación**. La etapa de detección tiene por objetivo identificar el *tiempo de inicio* ( $t_i$ ) y *tiempo de fin* ( $t_f$ ) del evento. Una metodología propuesta por la normativa correspondiente (Capítulo 2), consiste en comparar el valor eficaz de la tensión simple de cada línea con umbrales definidos para los *dips* y *swells*. Por ejemplo, la norma IEEE 1159 establece los umbrales de 0.9 pu y 0.1 pu (referidos a la tensión nominal o declarada) como valores límites superior e inferior para la detección de un *dip* de tensión y la norma IEC 61000-4-30 establece los umbrales de 0.9 pu y 0.01 pu (referidos a la tensión nominal o declarada) para el mismo fin. El valor eficaz de la tensión simple instantánea sobre el cual se realizará la *operación de comparación de una señal con un umbral de disparo* (trigger) se puede estimar a partir de diversos algoritmos. Como se verá, también existen otros métodos de detección que no utilizan esta metodología sino que basan su principio de funcionamiento en la detección de cambios abruptos de la señal de tensión.

En aplicaciones que requieren mayor detalle en la caracterización del evento, se debería acompañar la etapa de detección por una etapa de segmentación, a través de la cual se particiona el evento en segmentos. Usualmente se discierne entre dos tipos, los segmentos de transición y los segmentos de eventos en los cuales se suscita un evento simple. En consecuencia un evento múltiple, como el de la Fig. 3.1 se puede segmentar en varios eventos simples.

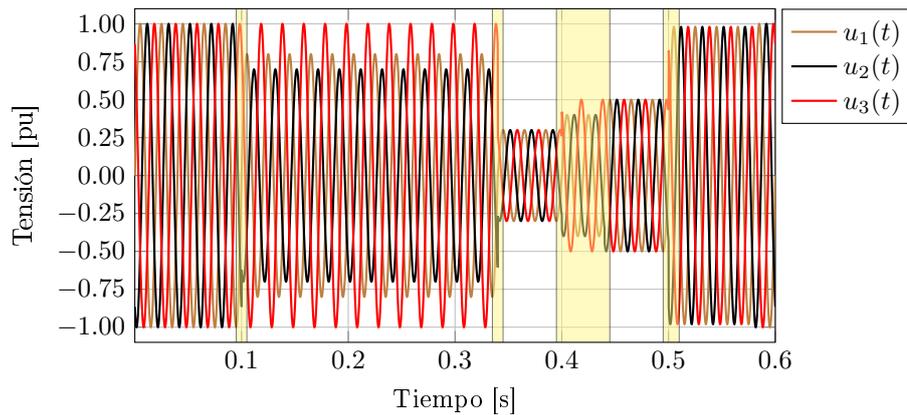


Figura 3.1.: Segmentación de un evento de múltiples etapas compuesto de varios tipos de *dips* de tensión. Figura adaptada de Bollen [6].

La tercera etapa, de clasificación, consiste en determinar los parámetros característicos de cada evento simple. El mismo se cataloga de acuerdo a determinadas características impuestas por el criterio de clasificación empleado. El objetivo es agrupar los eventos a fin de cuantificarlos en función de su severidad, causalidad, impacto en la red, etc.

A continuación se abordará con detalle cada una de las tres etapas mencionadas describiendo las principales metodologías propuestas en la bibliografía específica y haciendo un análisis crítico que resalte las ventajas y desventajas de cada una de ellas.

### 3.1 Métodos de detección de eventos de tensión

El objetivo principal de la detección de eventos es la identificación de los tiempos de inicio y finalización del evento. Esta información es muy importante tanto para cuestiones estadísticas como para las tareas de diagnóstico y análisis de redes, ya que a partir de la correcta ubicación temporal del evento se lo puede vincular con la falla que originó el mismo. También tiene interés para realizar acciones de mitigación sobre la red, ya que cuanto antes se identifique el inicio del evento, más rápido se podrá intervenir activamente en la misma para atenuar su efecto. Si bien la detección pareciera ser algo trivial, en la práctica aparecen diferentes problemas según cual sea el enfoque de detección empleado. Existen numerosos métodos de detección de eventos de tensión. A fin de ordenar su presentación, algunos autores [47] han clasificado estos métodos de acuerdo a tres enfoques:

- Métodos basados en características de la forma de onda temporal
- Métodos basados en filtros pasa altos
- Métodos basados en técnicas paramétricas

Para completar esta clasificación, se propone agregar un cuarto enfoque:

- Métodos basados en transformaciones tiempo-frecuencia

A continuación se presentarán diversos métodos de detección presentes en la literatura respetando esta clasificación y se aportará una comparativa de desempeño destacando las ventajas y desventajas de cada método. Para que la comparación se realice en las mismas condiciones, todos los métodos serán evaluados a partir de una señal patrón, la cuál presentará un evento de tensión cuya magnitud, duración y *punto sobre la onda* (del inglés *point on wave*, POW) estén bien definidos. Se evaluará la *desviación del valor de referencia* (*dvr*), el *error de duración* (*ED*) y el *tiempo de detección del inicio* (*TDI*) del evento presente en la señal patrón (Fig. 3.2). La *dvr* permite analizar la diferencia entre la estimación del valor RMS realizada

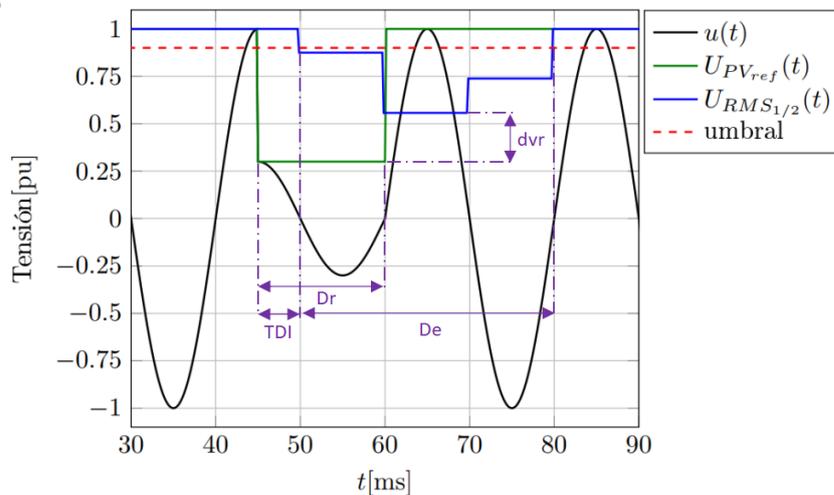


Figura 3.2.: Indicación de los parámetros medidos en un evento de tensión.

### 3. Estado del arte

por el algoritmo bajo estudio ( $U_{RMS_{1/2}}$  en el ejemplo de la Fig. 3.2) y una señal de referencia llamada  $U_{PV_{ref}}$ , que consiste en el *valor pico* (del inglés *peak value*, PV) de la señal patrón. El ED representa el error en la estimación de la duración total del evento (diferencia entre la duración estimada,  $D_e$  y la duración de referencia,  $D_r$ ), mientras que el TDI indica cuan rápido es cada algoritmo en detectar el inicio del evento.

#### 3.1.1 Métodos basados en características de la forma de onda temporal

Dentro de este conjunto se destacan los algoritmos basados en el valor RMS y los algoritmos basados en el valor pico de la señal instantánea de tensión.

##### 3.1.1.1 Algoritmos basados en el valor RMS

El cálculo del valor RMS de la tensión es el método más común para conocer la magnitud, el inicio y el fin de un evento de tensión. La exactitud de la medición dependerá de la longitud de la ventana de integración, del intervalo de tiempo para actualizar los valores y de la frecuencia de muestreo utilizada. Dependiendo de la elección de estos parámetros, y del POW en el cual comienza y finaliza el evento, los resultados obtenidos pueden diferir significativamente. De acuerdo a la norma IEC 61000-4-30 [16], el evento de tensión comienza cuando el valor eficaz de una de las tensiones simples del sistema eléctrico toma un valor menor al *umbral de tensión para la detección del inicio de un evento* ( $U_{th}$ ) de 0.9 pu de la tensión nominal o declarada, y finaliza cuando todas las tensiones simples del sistema superan este umbral más un pequeño valor de histéresis (típicamente un 2 % de la tensión de entrada declarada) [16], denominado en esta tesis *umbral de tensión para la detección del fin de un evento* ( $U_{th+hys}$ ) a fin de evitar falsos disparos. Esta misma norma establece que para medir la magnitud de la tensión en una fase se debe calcular el valor RMS en un intervalo de 10 ciclos de la componente fundamental. Esta ventana tan amplia permite observar variaciones lentas de tensión, pero no resulta adecuada para la detección de eventos. A continuación se presentan diferentes alternativas para obtener la magnitud RMS de un evento de tensión con mínimo error posible.

###### 3.1.1.1.1. RMS de 1/2 ciclo

Para esta tarea específica, la norma IEC 61000-4-30 [16] propone emplear la magnitud  $U_{RMS_{1/2}}$ , definida como la tensión eficaz (3.1) medida en una ventana de un ciclo de duración que se actualiza o desplaza cada medio ciclo y que comienza en el cruce por cero de la tensión fundamental.

$$U_{RMS_{1/2}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N u_i^2} \quad (3.1)$$

La constante  $N$  es un número entero que representa la cantidad de muestras en un ciclo.

En la Fig. 3.3 se muestra un ejemplo de un *dip*, cuyo *valor mínimo alcanzado durante el evento conocido como tensión residual* ( $U_{res}$ ) es igual a 0.5 pu y 15 ms de duración, que comienza en el POW = 90°. La tensión instantánea como el valor RMS están expresados en pu <sup>1</sup>. Allí

---

<sup>1</sup>La tensión base instantánea,  $u_b$ , es  $\sqrt{2}$  veces la tensión base eficaz,  $U_b$ .

se observa que el valor  $U_{RMS_{1/2}}$  expresado en pu difiere significativamente del valor  $U_{PV_{ref}}$  expresado también en pu.

De acuerdo a este valor de referencia, el evento es detectado con un retraso de 5 ms, la duración estimada es de 30 ms, justo el doble del valor de referencia, y la  $U_{res}$  estimada por el algoritmo es de 0.657 pu.

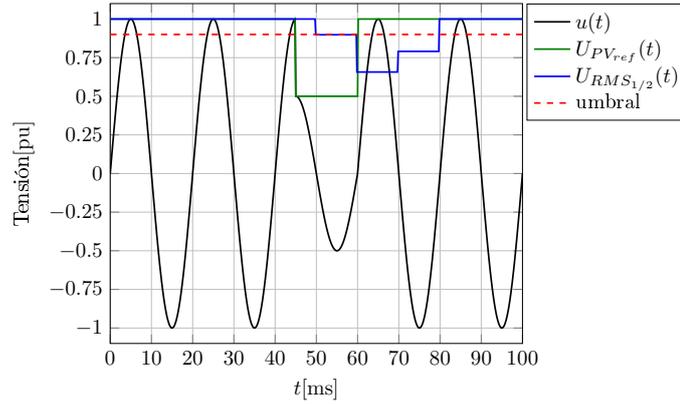


Figura 3.3.: Dip de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración, POW = 90°. Tensión de referencia,  $U_{PV_{ref}}$ , y calculada con algoritmo,  $U_{RMS_{1/2}}$ , de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30.

### 3.1.1.1.2. RMS recursivo de 1 ciclo

La definición conservadora propuesta por la normativa, cuyas limitaciones se amplían con mayor detalle en el trabajo de Barros y Pérez [48], se puede mejorar. Manteniendo el tamaño N de la ventana de medición en un ciclo de la tensión simple de línea, se podría desplazar o actualizar cada muestra, para obtener la máxima resolución temporal posible. Surge así una primera alternativa denominada  $U_{RMS_{1c1m}}$  (3.2) [48], cuya estructura se presenta en la Fig. 3.4.

$$U_{RMS_{1c1m}}[n] = \left\{ \frac{u[n]^2 - u[n-N]^2 + NU_{RMS_{1c1m}}[n-1]^2}{N} \right\}^{1/2} \quad (3.2)$$

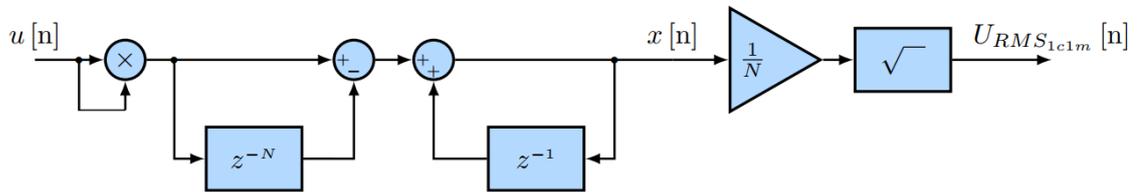


Figura 3.4.: Estructura del algoritmo  $RMS_{1c1m}$ .

### 3.1.1.1.3. RMS recursivo de 1/2 ciclo

Si además se asume que la señal no tiene componentes armónicas pares, podría reducirse el tamaño de la ventana a medio ciclo, dando lugar a una segunda alternativa denominada

### 3. Estado del arte

$U_{RMS_{1/2c1m}}$  (3.3) [48], cuya estructura se presenta en las Fig. 3.5.

$$U_{RMS_{1/2c1m}}[n] = \left\{ \frac{u[n]^2 - u[n - N/2]^2 + (N/2)U_{RMS_{1/2c1m}}[n - 1]^2}{N/2} \right\}^{1/2} \quad (3.3)$$

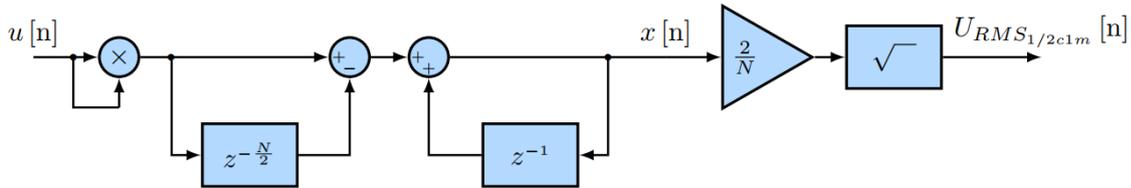


Figura 3.5.: Estructura del algoritmo  $RMS_{1/2c1m}$ .

#### 3.1.1.1.4. Comparativa de algoritmos basados en el valor RMS

En la Fig. 3.6 se puede observar la estimación del valor  $U_{RMS_{1c1m}}$  y  $U_{RMS_{1/2c1m}}$  comparadas con el valor  $U_{RMS_{1/2}}$  y con la referencia  $U_{PV_{ref}}$  en la detección del *dip* del ejemplo presentado en la Fig. 3.3. A partir de este ejemplo, se concluye que la estimación de la magnitud del evento, su duración y su inicio varía significativamente de acuerdo al algoritmo empleado. A continuación se evaluará con más detalle la *dvr*, el *ED* y el *TDI* para cada uno de estos algoritmos basados en el valor *RMS*.

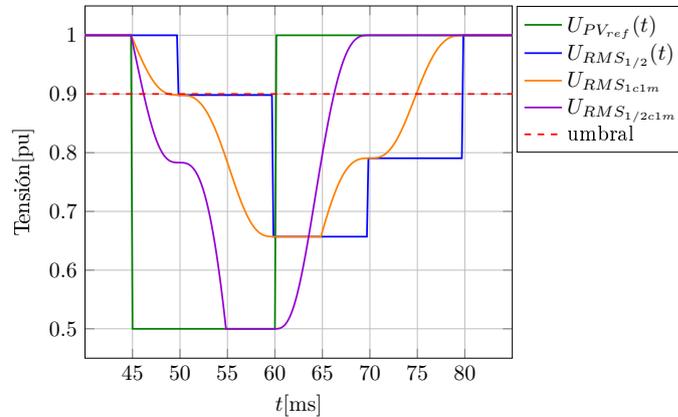


Figura 3.6.: Diferentes alternativas para estimar el valor RMS en la detección de un *dip* de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración,  $POW = 90^\circ$ .

En la Fig. 3.7(a) se muestra el comportamiento de la *dvr* para la estimación de la magnitud del *dip* mediante el valor  $U_{RMS_{1/2}}$ . Se analizaron *dips* con profundidades de 10 % a 90 % y duraciones de 0.5 a 1.5 ciclos (en pasos de 0.25 ciclos), considerando instantes de inicio de  $0^\circ$  a  $360^\circ$  (en pasos de  $15^\circ$ ). Como se aprecia las desviaciones más severas se observan en *dips* de corta duración y mayor profundidad. En la Fig. 3.7(b) se repitió el análisis de la *dvr* para la estimación de la magnitud del *dip* mediante el valor  $U_{RMS_{1c1m}}$ . Como se aprecia la desviación máxima se da en *dips* de poca duración y mayor profundidad, es decir, más severos en cuanto a su magnitud. Sin embargo, la desviación comienza a ser nula para *dips* de 1 ciclo de duración,

mientras que con el valor  $U_{RMS_{1/2}}$  la desviación comienza a ser nula para *dips* de 1.5 ciclos de duración, tal como se presentó en la Fig. 3.7(a). En la Fig. 3.7(c) se presentan los resultados de un análisis similar realizado con el valor  $U_{RMS_{1/2c1m}}$ . Con este valor se obtiene la mejor estimación de magnitud, ya que la desviación es nula para *dips* desde 1/2 ciclo de duración en adelante (IEC 61000-4-30:2015).

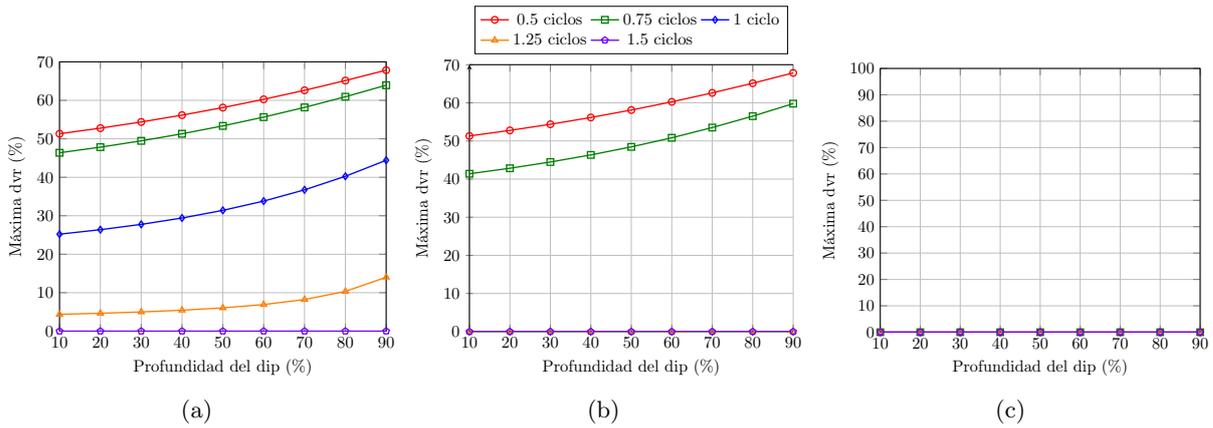


Figura 3.7.: Desviación máxima entre el valor de referencia y la estimación de la magnitud de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos mediante (a) el valor  $U_{RMS_{1/2}}$ , (b) el valor  $U_{RMS_{1c1m}}$  y (c) el valor  $U_{RMS_{1/2c1m}}$ .

Otro factor importante que influye en el desempeño de los algoritmos es la tasa de muestreo, que para los ejemplos recién presentados es de 128 muestras/ciclo de la componente fundamental. Como es de esperar, el desempeño del algoritmo también dependerá de este parámetro. A fin de ilustrar su importancia, en la Fig. 3.8 se presenta la *dvr* para la estimación de la magnitud de *dips* de 0.5, 0.75, 1 ciclo y 10 ciclos para diferentes tasas de muestreo desde 16 hasta 256 muestras/ciclo de la fundamental. Para realizar este análisis se optó por el algoritmo  $RMS_{1c1m}$  por tener mayor resolución que el  $RMS_{1/2}$  y no tener las limitaciones del  $RMS_{1/2c1m}$ , es decir, dar una estimación correcta sólo en señales que no tienen componentes armónicas pares. Se observa que para eventos de 0.5 ciclos de duración, Fig. 3.8(a), desviación máxima es la misma independientemente de la tasa de muestro utilizada. Para eventos de 0.75 ciclos de duración, Fig. 3.8(b), la desviación máxima varía proporcionalmente con la tasa de muestreo, es decir, a mayor tasa de muestro la desviación es mayor. Este hecho a priori contradictorio se debe a que el algoritmo no alcanza a converger a la magnitud del evento debido a la muy breve duración del mismo. Mientras que para eventos de 1 ciclo de duración, Fig. 3.8(c), la *dvr* es cero para tasa de muestreo iguales o superiores a 128 muestras/ciclos de la fundamental. Para eventos de duración mayor a un ciclo se observa el mismo comportamiento que para un ciclo. Esto se debe a que luego de 1 ciclo, el algoritmo converge al valor exacto, sin considerar aquí el error propio de resolución de la plataforma digital sobre la cual corra el algoritmo.

Luego, se evaluó el *ED*, utilizando una tasa de muestreo de 128 muestras/ciclos de la fundamental. Como es de esperar, en la Fig. 3.9 se observa que las alternativas  $U_{RMS_{1c1m}}$  y  $U_{RMS_{1/2c1m}}$  reducen ampliamente este error respecto del valor  $U_{RMS_{1/2c1m}}$ .

Por último, se evaluó el *TDI*. En la Fig. 3.10 se observa que las alternativas  $U_{RMS_{1c1m}}$  y  $U_{RMS_{1/2c1m}}$  reducen ampliamente el *TDI* respecto del valor  $U_{RMS_{1/2}}$ . No obstante, el menor error en la detección de *dips* en todo el rango  $[10,90]\%$  de profundidad se da en el algoritmo  $U_{RMS_{1/2c1m}}$  y es menor o igual a 10 ms (medio ciclo). Qué tan bueno es este desempeño dependerá

### 3. Estado del arte

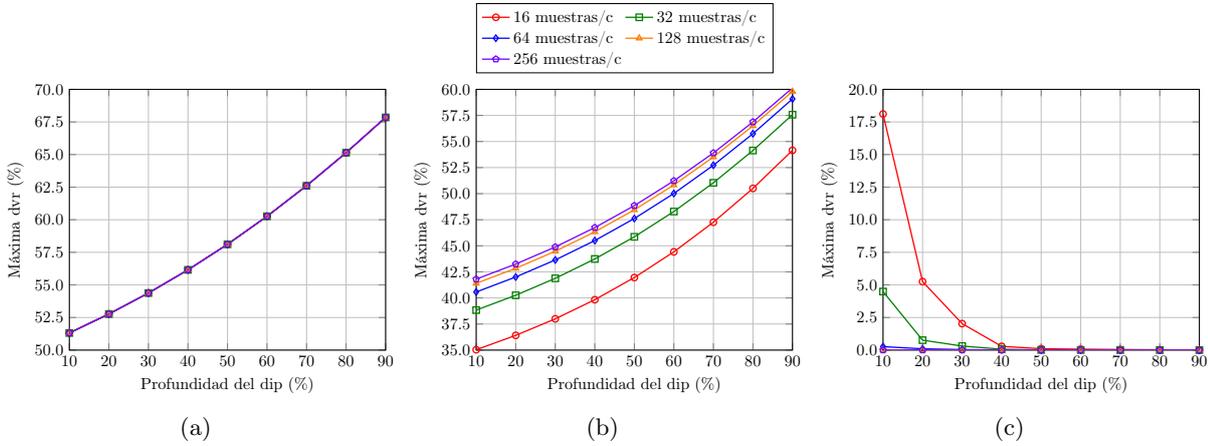


Figura 3.8.: Máxima desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud de *dips* de (a) 0.5 ciclos, (b) 0.75 ciclos y (c) 1 ciclo, obtenidos con el valor  $U_{RMS_{1c1m}}$  a diferentes tasas de muestreo.

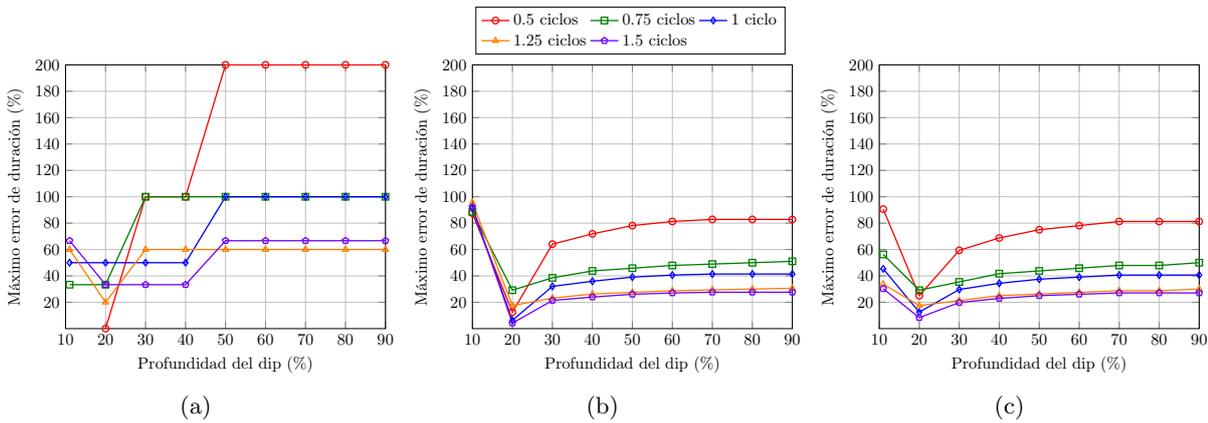


Figura 3.9.: Error máximo en la estimación de la duración de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos obtenidos con el valor  $U_{RMS_{1c1m}}$  (a),  $U_{RMS_{1c1m}}$  (b) y  $U_{RMS_{1/2c1m}}$  (c).

de la aplicación específica del algoritmo. Una demora de medio ciclo puede ser aceptable, por ejemplo, para un instrumento de calidad de la energía que registre eventos de tensión, pero no es suficientemente rápido para un compensador de *dips*.

Un factor a tener en cuenta en estos algoritmos basados en el valor **RMS** es que en el valor estimado se incluyen los aportes de las componentes armónicas y del ruido presentes en la señal de entrada. Por tal motivo, si se desea obtener el valor **RMS** de la componente fundamental, será necesario incluir una etapa de prefiltrado que atenúe las componentes de frecuencia mayores a la fundamental y suprima el ruido.

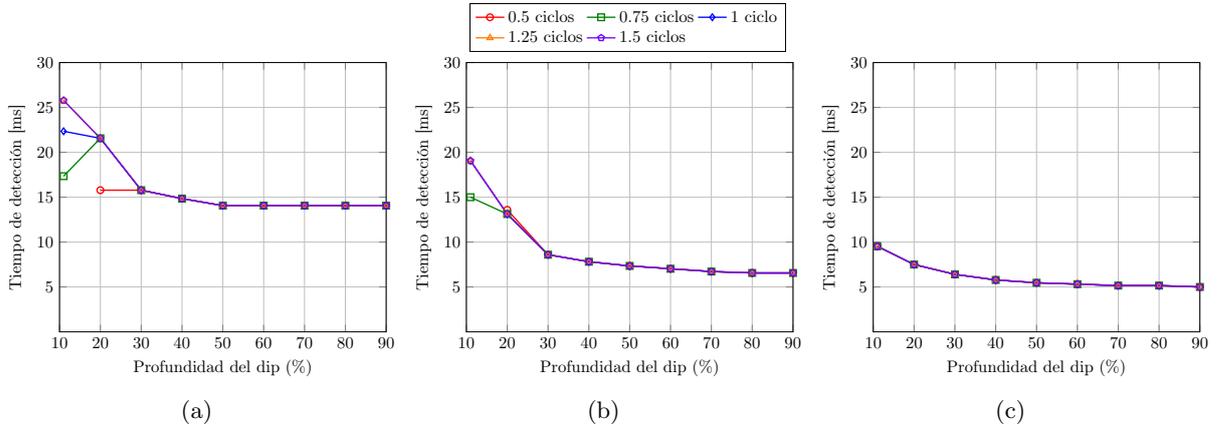


Figura 3.10.: Tiempo máximo requerido para la detección de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos por los algoritmos  $URMS_{1/2}$  (a),  $URMS_{1c1m}$  (b) y  $URMS_{1/2c1m}$  (c).

### 3.1.1.2 Algoritmos basados en el valor pico

En la literatura se han propuesto diversos algoritmos basados en el procesamiento de la señal temporal instantánea con el fin de estimar el *valor pico* (del inglés *peak value*, **PV**). Siempre que la forma de onda de la señal sea sinusoidal pura, a partir del **PV** se puede estimar el valor **RMS** a fin de compararlo con los umbrales de detección establecidos por la normativa y detectar eventos de tensión. A continuación se describen brevemente cada uno de ellos.

#### 3.1.1.2.1. Método del valor máximo

Una forma de estimar el **PV** de la señal temporal de tensión es a través de la siguiente ecuación [49]:

$$U_p[n] = \max \left| u[n], u[n-1], u[n-2], \dots, u \left[ n - \frac{N}{2} \right] \right| \quad (3.4)$$

donde  $u[n]$  es la señal de tensión muestreada y  $N/2$  es el número de muestras correspondientes a medio ciclo de frecuencia fundamental. Es decir, cada una muestra se calcula el valor máximo absoluto dentro del último medio ciclo transcurrido. Bajo las premisas mencionadas en la introducción, el valor **RMS** se puede estimar dividiendo la expresión (3.4) por  $\sqrt{2}$ :

$$U_{PV_{1/2c1m}}[n] = \frac{\max \left| u[n], u[n-1], u[n-2], \dots, u \left[ n - \frac{N}{2} \right] \right|}{\sqrt{2}} \quad (3.5)$$

Es decir, esto es válido siempre que la distorsión armónica sea nula o reducida, lo cuál se da normalmente en redes de **MT** donde gran parte de las componentes armónicas originadas en **BT** son filtradas por los transformadores de distribución.

En la Fig. 3.11 se aprecia la respuesta del algoritmo ante una señal de entrada que presenta un evento de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración y que inicia en un ángulo de fase de  $90^\circ$ .

### 3. Estado del arte

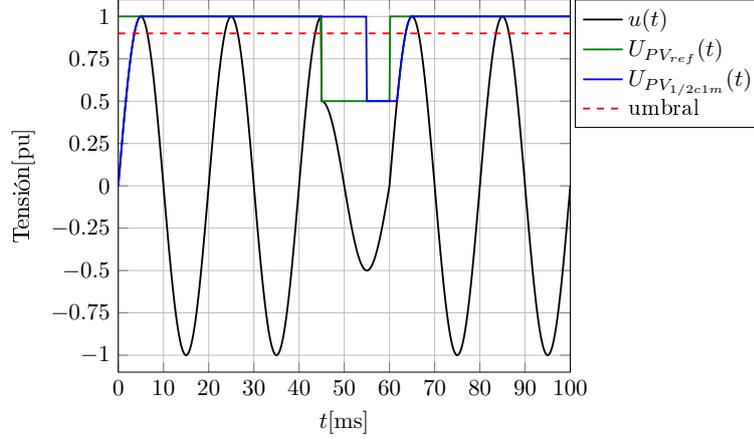


Figura 3.11.: Dip de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración, POW= 90°. Tensión  $U_{PVref}$  y tensión estimada con algoritmo  $PV_{1/2c1m}$ .

#### 3.1.1.2.2. Método de cuadratura

Este método propuesto por Hui-Yung Chu *et al* [50] se basa en una identidad trigonométrica fundamental de las funciones sinusoidales. Asumiendo una señal de entrada senoidal de la forma:

$$u(t) = U_p \sin(\omega t) \quad (3.6)$$

donde  $U_p$  es el PV de la señal de entrada. Si  $u(t)$  se desfasa 90° en retraso, se obtiene la señal  $u'(t)$  como:

$$u'(t) = U_p \sin(\omega t - 90^\circ) = -U_p \cos(\omega t) \quad (3.7)$$

Debido a que,  $u(t)$  y  $u'(t)$  son funciones ortogonales, se cumple que:

$$\sqrt{u(t)^2 + u'(t)^2} = \sqrt{U_p^2[\sin^2(\omega t) + \cos^2(\omega t)]} = U_p \quad (3.8)$$

Si se implementa la expresión de tiempo continuo (3.8) en forma discreta, se obtiene la siguiente expresión en diferencias finitas:

$$U_p[n] = \sqrt{u[n]^2 + u[n - N/4]^2} \quad (3.9)$$

donde  $u[n]$  es la muestra actual y  $u[n - N/4]$  es una muestra atrasada un cuarto de ciclo, es decir 90°. Teniendo en cuenta que se asumió una señal de entrada sinusoidal, se puede estimar el valor RMS de la misma dividiendo la expresión (3.9) por  $\sqrt{2}$  a fin de poder comparar este valor con los umbrales de detección establecidos por la normativa:

$$U_{PV_{q1/2c1m}}[n] = \sqrt{\frac{u[n]^2 + u[n - N/4]^2}{2}} \quad (3.10)$$

Adicionalmente, es posible estimar el ángulo de fase utilizando la siguiente ecuación [51]:

$$\phi_{PV_{q1/2c1m}}[n] = \arctan \left\{ \frac{u[n]}{u[n - N/4]} \right\} \quad (3.11)$$

Implementando la expresión (3.10), se obtuvo la respuesta del algoritmo a una señal de entrada con un evento de tensión de 0.5 pu, 15ms de duración y POW de 90°. La misma se muestra en la Fig. 3.12. Nótese el doble cruce por el umbral de detección al inicio del evento. El criterio adoptado en esta tesis para una detección correcta es tomar el primer cruce como tiempo de inicio y durante un tiempo igual a medio ciclo (duración mínima de un dip establecido por la norma IEC 61000-4-30 [16] y la norma IEEE 1159 [26]) ignorar los valores que caigan por debajo del umbral.

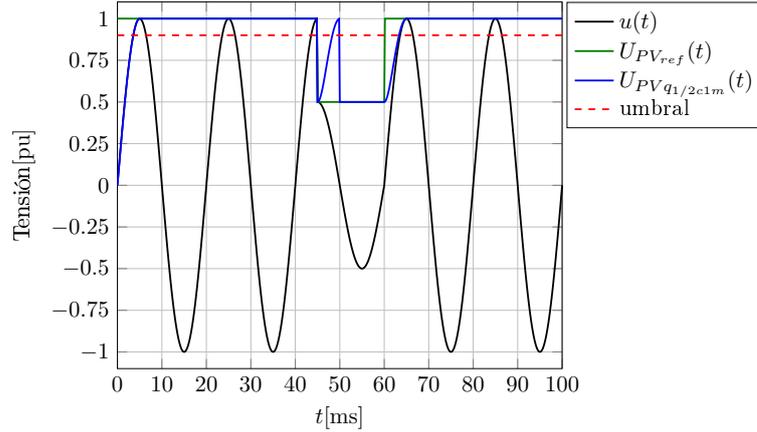


Figura 3.12.: Dip de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración, POW = 90°. Tensión  $U_{PV_{ref}}$  y tensión estimada con algoritmo  $PV_{q1/2c1m}$ .

### 3.1.1.2.3. Comparativa de algoritmos basados en el valor pico

En la Fig. 3.13(a) se muestra la *desviación del valor de referencia* (dvr) máxima en la magnitud del dip estimada con el valor  $U_{PV_{1/2c1m}}$ , para dips de 10 % a 90 % de profundidad y duraciones de 0.5 a 1.5 ciclos. La desviación graficada es la máxima de las desviaciones correspondientes a los diferentes ángulos de inicio (desde 0° hasta 360°). Se observa que esta desviación máxima es nula para cualquier profundidad y magnitud. En la Fig. 3.13(b) se muestra la dvr para la magnitud del dip estimada con el valor  $U_{PV_{q1/2c1m}}$ . Se observa que éste es independiente de la duración del evento, tiene un valor extremo de 2.5 % y decrece abruptamente a medida que aumenta la magnitud del dip.

Luego, se analizó el *error de duración* (ED) del evento para ambos algoritmos. En el caso del algoritmo  $PV_{1/2c1m}$  se observa en la Fig. 3.14(a) que para una determinada duración del evento, el valor del máximo error de duración es constante para cualquier profundidad de dip. El error es mayor cuando el evento dura medio ciclo y el mismo tiende a disminuir para eventos de duraciones mayores. Mientras que en el caso del algoritmo  $PV_{q1/2c1m}$ , en la Fig. 3.14(b) se observa un patrón similar al del algoritmo  $PV_{1/2c1m}$  pero los errores se reducen prácticamente a la mitad.

Por último, evaluando el tiempo máximo requerido para la detección del evento, es decir, el *tiempo de detección del inicio* (TDI), se observa en la Fig. 3.15(a) que para el algoritmo  $PV_{1/2c1m}$  el TDI es siempre igual a medio ciclo (10 ms para señales de 50 Hz). Mientras que en la Fig. 3.15(b) se observa que para el algoritmo  $PV_{1/2c1m}$  el TDI es como máximo un cuarto de

### 3. Estado del arte

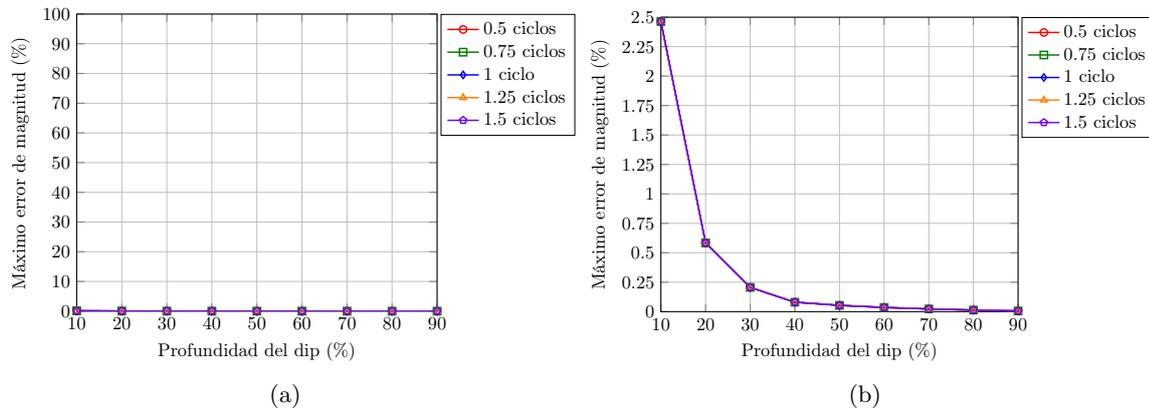


Figura 3.13.: Desviación máxima en la estimación de la magnitud de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos mediante el valor (a)  $U_{PV_{1/2c1m}}$  y (b)  $U_{PV_{q_{1/2c1m}}}$ .

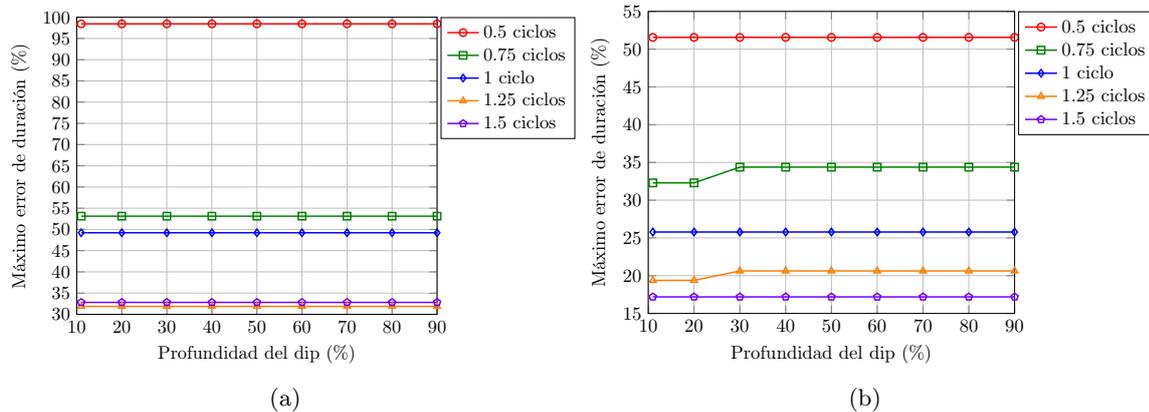


Figura 3.14.: Error máximo en la estimación de la duración de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos obtenidos con el valor (a)  $U_{PV_{1/2c1m}}$  y (b)  $U_{PV_{q_{1/2c1m}}}$ .

ciclo, para eventos menos severos de hasta 20 % de profundidad, y como mínimo de un octavo de ciclo para eventos muy severos de profundidad superior a 70 %.

El mayor problema de estos algoritmos es la presencia de pequeños valores espurios (ruido) y contenido armónico, lo cual origina que el valor pico medido no represente el valor RMS real. Esto hace necesario la adición de prefiltros que eliminen estas componentes de frecuencia superiores a la fundamental.

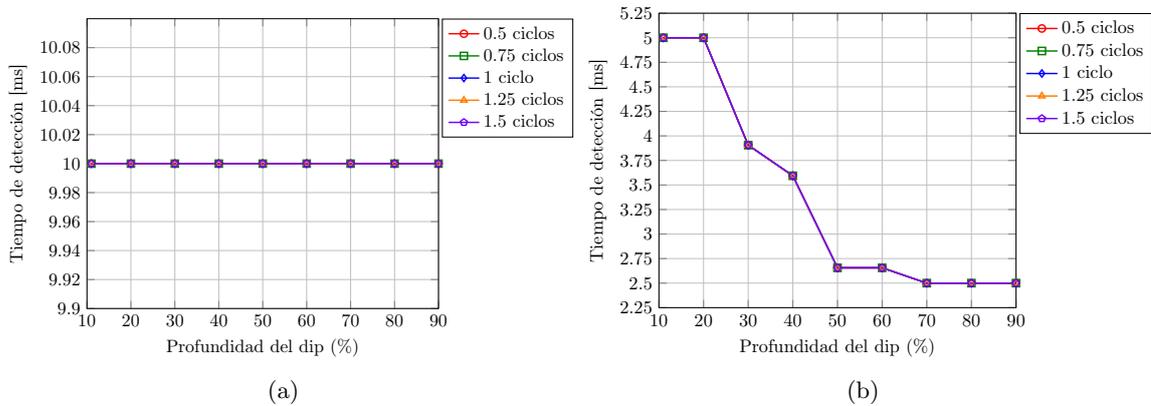


Figura 3.15.: Tiempo máximo requerido para la detección de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos por el algoritmo (a)  $PV_{1/2c1m}$  y (b)  $PV_{q1/2c1m}$ .

### 3.1.2 Métodos basados en filtros pasa altos

Como ya se ha mencionado en la introducción de este capítulo, la normativa sugiere realizar la detección de eventos comparando el valor **RMS** promediado en una ventana de un ciclo actualizado cada medio ciclo con umbrales establecidos tanto para el inicio como para el fin de cada tipo de evento (*dip* o *swell*). No obstante, en la bibliografía existen otros algoritmos basados en filtros pasa altos que basan su funcionamiento en la detección de cambios abruptos en la señal de entrada bajo análisis utilizando otro tipo de umbrales establecidos ad hoc. Aquí se abordarán las técnicas basadas en la transformada Wavelet, y en filtros pasa altos tipo *respuesta finita al impulso* (del inglés *finite impulse response*, **FIR**).

#### 3.1.2.1 Algoritmos basados en la Transformada Wavelet

La transformada Wavelet descompone una señal temporal (en este caso cada una de las tres tensiones simples) a partir de versiones escaladas y trasladadas en el tiempo de una función conocida denominada wavelet madre. Se obtienen así componentes temporales de la señal original a distintas frecuencias, que dan información simultánea en el plano tiempo-frecuencia y brindan un gran potencial en el procesamiento de señales no estacionarias. Por tal motivo, el análisis wavelet es una herramienta muy útil y de especial interés en la detección de eventos de tensión, que ha sido utilizada ampliamente en los últimos años en el área de calidad de la energía [52].

De todas las variantes de la transformada Wavelet disponibles en la bibliografía, en esta tesis se optó por analizar la *transformada Wavelet de tiempo discreto* (del inglés *discrete Wavelet transform*, **DWT**), que es adecuada para ser implementada en plataformas digitales de recursos limitados con las cuales se podría desarrollar un instrumento de medición de eventos.

Una herramienta muy útil que se aplica con la **DWT** es el *análisis multi-resolución* (del inglés *multiresolution analysis*, **MRA**) o Algoritmo de Mallat [54], cuya primera etapa se observa en la Fig. 3.16.

En la primera etapa, se filtra la señal de entrada a través de dos filtros complementarios, uno pasa bajos y otro pasa altos, surgiendo dos nuevas señales denominadas *coeficiente de*

### 3. Estado del arte

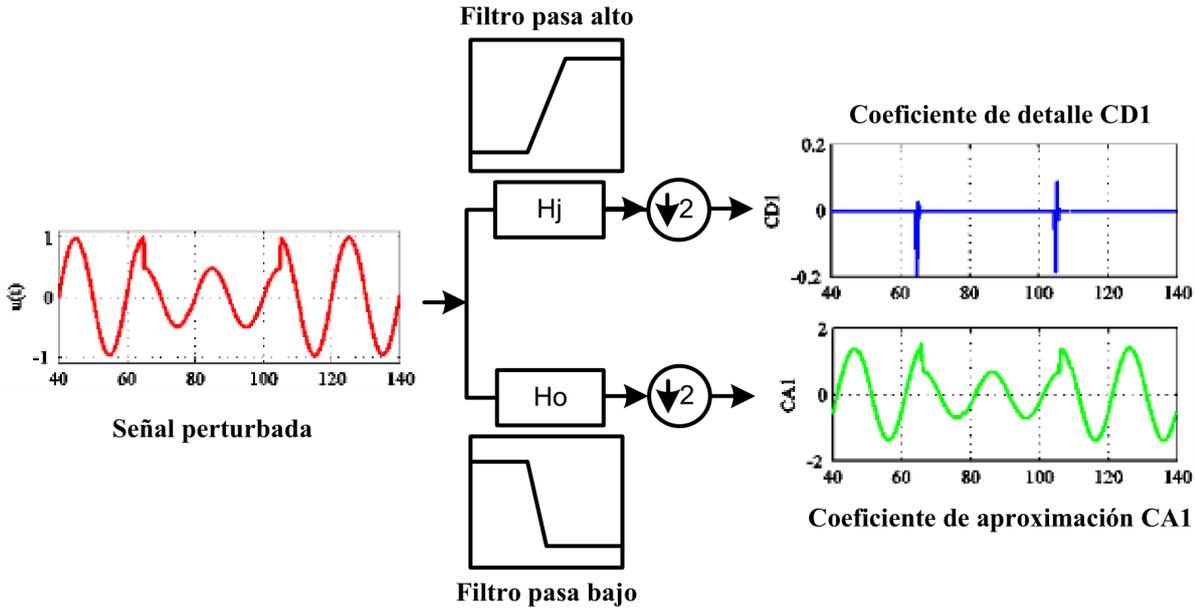


Figura 3.16.: Primera etapa del algoritmo de Mallat.

aproximación del nivel 1 de la DWT ( $C_{A1}$ ) y coeficiente de detalle del nivel 1 de la DWT ( $C_{D1}$ ). El vector  $C_{A1}$  tiene información de baja frecuencia y alta escala, mientras que el vector  $C_{D1}$  tiene información de alta frecuencia y baja escala. Este filtrado se puede aplicar nuevamente a la señal de aproximación, logrando una descomposición en frecuencia hasta el nivel deseado.

Debido a que el  $C_{D1}$  representa el contenido de alta frecuencia de la señal, el mismo permite detectar el evento y estimar los *tiempo de inicio* ( $t_i$ ) y *tiempo de fin* ( $t_f$ ), y en consecuencia *tiempo de detección* ( $t_d$ ), del evento en determinadas condiciones. Sin embargo esta virtud también es una desventaja debido a su sensibilidad al contenido armónico, a los transitorios de alta frecuencia y al ruido presente en la red. Para diferenciar apropiadamente el ruido de las variaciones propias del *dip* de tensión y reducir los falsos disparos, se deben establecer umbrales de detección [55].

El análisis wavelet permite identificar el  $t_i$  y  $t_f$  de un evento de tensión cuando la transición es abrupta, o sea, cuando hay un elevado contenido armónico asociado al evento. Esto no es así cuando la transición es suave, por lo tanto la capacidad de detección depende de la fase de inicio y fin del evento (POW). Cuando este ocurre en las cercanías de los cruces por cero, la transición es suave y por lo tanto el coeficiente de detalle no supera el umbral de detección. Algo similar ocurre cuando la variación de la magnitud al comenzar y finalizar el evento es pequeña, es decir, para magnitudes de *dips* cercanas a 0.9 pu y para magnitudes de sobretensiones cercanas a 1.1 pu. Como se ve, a diferencia de los algoritmos presentados hasta aquí, los basados en wavelets no permiten estimar en forma directa la magnitud, sólo permiten estimar en forma directa el comienzo y fin del evento, y a lo sumo la duración del mismo.

Con respecto a la elección de la función wavelet madre más adecuada, en la bibliografía se han realizado varios estudios sobre detección y caracterización de perturbaciones que apuntan a que las funciones wavelet con pocos coeficientes son la más adecuadas para el procesamiento de transitorios rápidos y viceversa [56]. En este sentido, se optó en esta tesis por la *función wavelet madre Daubechies de seis coeficientes* (DB6), que es la más recomendada por su buen

desempeño en la detección de eventos en la red en comparación con otras funciones evaluadas en la bibliografía [55]. En la Fig. 3.17(a) se muestra a modo de ejemplo la respuesta del  $C_{D1}$  de un filtro DWT con una función madre DB6 y una única etapa de filtrado.

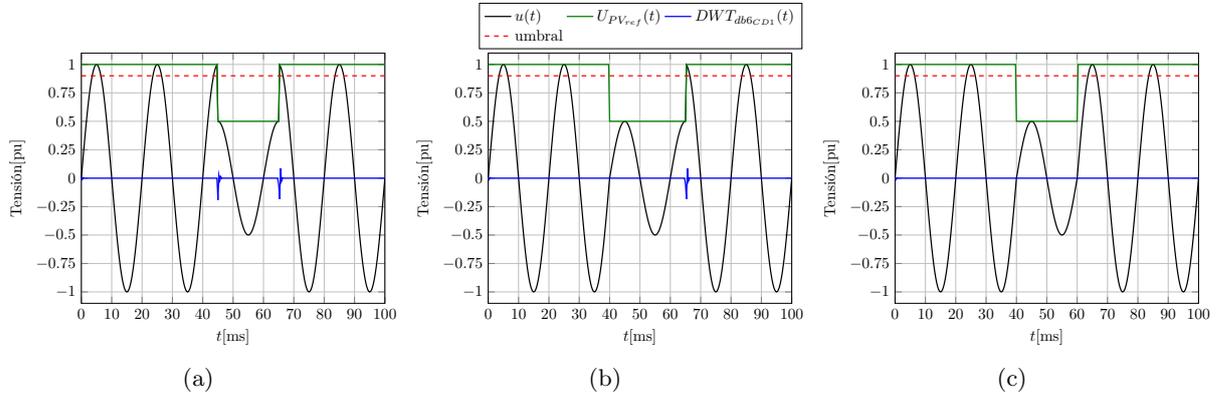


Figura 3.17.: *Dips* de tensión de 0.5 pu. Tensión  $U_{PVref}$  y respuesta del CD1 de un filtro DWT con una función madre *db6*. (a) *Dip* de 20ms de duración,  $POW = 90^\circ$ . (b) *Dip* de 25 ms de duración,  $POW = 0^\circ$ . (c) *Dip* de 20 ms de duración,  $POW = 0^\circ$ .

En la Fig. 3.17(a) se observa que cuando el evento comienza con un cambio abrupto, por ejemplo con un valor de  $POW = 90^\circ$  y termina también con un cambio abrupto (en este caso con el mismo  $POW$ ), el  $C_{D1}$  de la DWT presenta dos picos en su salida, los cuales, mediante un adecuado umbral permitirían detectar tanto el inicio como el fin del evento. En cambio, cuando la transición en el inicio es muy suave, por ejemplo con un valor extremo de  $POW = 0^\circ$  (Fig. 3.17(b)) el  $C_{D1}$  no presenta un pico que permita detectar el inicio del evento. Lo mismo ocurriría con la detección del fin del evento si el mismo correspondiese con una transición muy suave. Incluso cuando ambos, inicio y fin son extremadamente suaves (Fig. 3.17(c)) el  $C_{D1}$  no presenta ningún pico a su salida que permita detectar el inicio y fin del evento. Para valores intermedios de  $POW$ , es decir para transiciones que no son extremadamente suaves ni extremadamente abruptas, juega un papel fundamental el valor del umbral adoptado, mediante el cual se determinará si un pico a la salida del  $C_{D1}$  corresponde o no con un inicio o fin de algún evento.

En la Fig. 3.18 se graficó el error relativo en la estimación de la duración en función del umbral adoptado para  $C_{D1}$  en la detección de *Dips* de 1 ciclo de duración y profundidades de 10 %, 50 % y 90 % y  $POW$  de  $90^\circ$ ,  $45^\circ$  y  $10^\circ$ . Se observa que cuando el  $POW$  disminuye (transición mas suave) el rango del umbral para poder detectar el evento es más acotado. Lo mismo ocurre cuando el evento es menos profundo, teniendo un margen pequeño para la elección del umbral. A su vez, comparando los tres gráficos se concluye que es muy difícil elegir un valor de umbral que permita detecciones satisfactorias para cualquier profundidad de *dip* y valor de  $POW$ .

Se han implementado también Filtros pasa altos FIR de orden 1 y 2 con una frecuencia de corte de 5 kHz. Al igual que el coeficiente de detalle de la DWT, filtran las componentes de alta frecuencia que se desarrollan cuando la tensión presenta cambios bruscos de amplitud, por lo tanto son útiles para detectar el comienzo y fin del evento, excepto cuando este ocurre en las cercanías de los cruces por cero, donde la tensión no tiene un cambio abrupto de amplitud, presentando las mismas limitaciones que la DWT.

### 3. Estado del arte

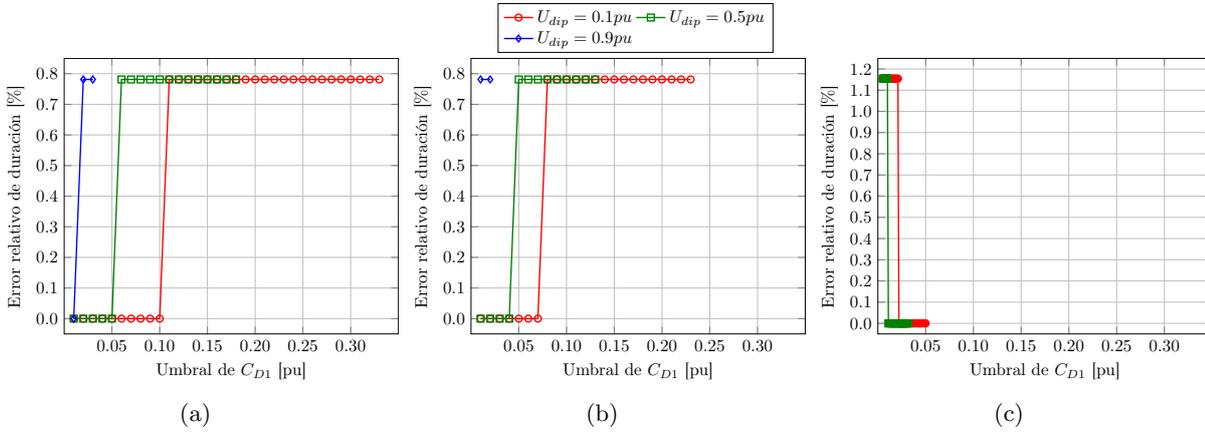


Figura 3.18.: Error relativo de duración en función del umbral adoptado para CD1 en la detección de *dips* de 1 ciclo de duración, profundidades de 10 %, 50 % y 90 %, y (a) POW= 90°, (b) POW= 45°, y (c) POW= 10°.

### 3.1.3 Métodos basados en técnicas paramétricas

#### 3.1.3.1 Algoritmos basados en el Filtro de Kalman Discreto

Algunos autores han propuesto realizar la detección de eventos mediante la implementación de algoritmos basados en el *filtro de Kalman de tiempo discreto* (del inglés *discrete Kalman filter*, DKF). Es un método de estimación eficiente que permite inferir el estado actual de un sistema lineal, dinámico y de tiempo discreto, basándose en mediciones ruidosas y en un modelo del sistema [57, 58]. Este algoritmo recursivo se implementa usando como parámetros de entrada el estado calculado previamente y una matriz de incertidumbre.

El DKF estima el estado  $x$  de un proceso gobernado por una ecuación estocástica lineal de la forma:

$$x[n] = \Phi[n-1]x[n-1] + w[n-1] \quad (3.12)$$

donde:

- $x[n]$  es el vector de estados en el instante  $t[n]$  de dimensión  $k \times 1$ ;
- $\Phi[n-1]$  es la matriz de transición de estados en el instante  $t[n-1]$  de dimensión  $k \times k$ ;
- $x[n-1]$  es el vector de estados en el instante  $t[n-1]$  de dimensión  $k \times 1$ ;
- $w[n-1]$  es un vector que representa el error del proceso en el instante  $t[n-1]$  a través de una secuencia no correlacionada con covarianza conocida.

La medición discreta del proceso se representa a través de la siguiente ecuación:

$$z[n] = H[n]x[n] + v[n] \quad (3.13)$$

donde:

- $z[n]$  es el vector de mediciones en el instante  $t[n]$  de dimensión  $m \times 1$ ;

- $H[n]$  es la matriz  $m \times k$  que da la relación ideal (sin ruido) entre el vector de mediciones y el vector de estados;
- $v[n]$  es el vector  $m \times 1$  del error de medición que se asume como una secuencia no correlacionada con covarianza conocida.

Las matrices de covarianza de los vectores del error del proceso,  $w[n]$ , y del error de medición,  $v[n]$ , se definen como:

$$E[w[n] w[i]^t] = \begin{cases} Q[n] & , \text{ si } (i = n) \\ 0 & , \text{ si } (i \neq n) \end{cases} \quad (3.14a)$$

$$E[v[n] v[i]^t] = \begin{cases} R[n] & , \text{ si } (i = n) \\ 0 & , \text{ si } (i \neq n) \end{cases} \quad (3.14b)$$

donde el supraíndice  $t$  se usa para indicar que la matriz es transpuesta,  $E$  es el valor esperado o esperanza,  $Q[n]$  es la covarianza del ruido del proceso y  $R[n]$  es la covarianza del ruido de la medición.

El objetivo del **DKF** es obtener el mejor estimador  $x[n]$  del sistema en el instante  $t[n]$ , teniendo en cuenta la medida tomada  $z[n]$  en ese instante, y el estado anterior  $x[n-1]$ .

### Estructura recursiva del **DKF**:

En la Fig. 3.19 se muestra el algoritmo recursivo del **DKF**. Este filtro realiza estimaciones mediante el siguiente proceso de realimentación:

1. El filtro estima el estado en el instante  $t[n]$ , por medio de las ecuaciones de actualización para obtener las estimaciones a priori. La ecuación (3.15a) es la denominada ecuación de predicción que permite proyectar el estado actual  $\hat{x}[n]$ , y la ecuación (3.15b) representa la estimación de la covarianza del error  $\hat{P}[n]$ .

$$\hat{x}[n] = \Phi[n-1]x[n-1] \quad (3.15a)$$

$$\hat{P}[n] = \Phi[n-1]P[n-1]\Phi^t[n-1] + Q[n-1] \quad (3.15b)$$

siendo  $\Phi^t[n]$  y  $H^t[n]$  las matrices transpuestas de  $\Phi[n]$  y  $H[n]$  respectivamente.

2. El filtro realiza la realimentación por medio de las ecuaciones de medida, incorporando la nueva medición para obtener la estimación a posteriori. A través de la ecuación (3.16a) se calcula la denominada ganancia de Kalman ( $K[n]$ ). Mediante (3.16b) se corrige la estimación, donde el término  $(z[n] - H[n]\hat{x}[n])$  se denomina residuo y refleja la diferencia entre la predicción de la medición  $H[n]\hat{x}[n]$  y la medición actual  $z[n]$ . Por medio de (3.16c) se corrige la covarianza del error, donde  $I$  es la matriz identidad.

$$K[n] = \hat{P}[n]H^t[n](H[n]\hat{P}[n]H^t[n] + R[n])^{-1} \quad (3.16a)$$

$$x[n] = \hat{x}[n] + K[n](z[n] - H[n]\hat{x}[n]) \quad (3.16b)$$

$$P[n] = (I - K[n]H[n])\hat{P}[n] \quad (3.16c)$$

### 3. Estado del arte

Este proceso del tipo predicción-corrección, se fundamenta en las propiedades estadísticas de las muestras a procesar. La ganancia del filtro se determina de forma de minimizar el error cuadrático medio esperado entre los valores actuales de las variables de estado y los valores estimados. Cada muestra que se obtiene se utiliza para mejorar la estimación a priori, hasta alcanzar una condición estacionaria.

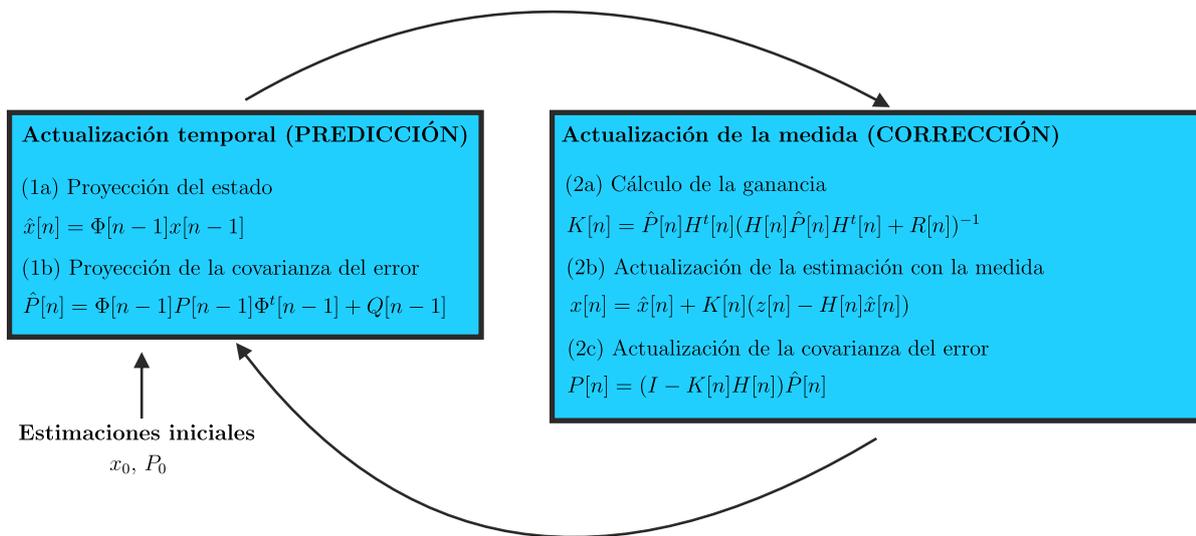


Figura 3.19.: Estructura del filtro de Kalman lineal.

El DKF es ampliamente utilizado en sistemas de potencia para estimar las amplitudes y fases de los componentes armónicos a partir de las muestras de tensión o corriente [59]. Según la bibliografía es eficiente en procesamiento digital en tiempo real donde los datos de entrada están a menudo contaminados con ruido. Existen dos variantes principales utilizadas en la estimación de la amplitud de las tensiones de cada línea: El *filtro lineal de Kalman* (del inglés *linear Kalman filter*, LKF) y el *filtro extendido de Kalman* (del inglés *extended Kalman filter*, EKF). A continuación se hará una breve descripción de cada uno de ellos.

### 3.1.3.1.1. Filtro de Kalman Lineal

El LKF se basa en suponer que la frecuencia fundamental del sistema de potencia permanece constante. Para diseñar el filtro es necesario modelar la señal bajo análisis en variables de estado. Existen básicamente dos modelos, dependiendo de las variables de estado adoptadas, el *modelo de componentes fasoriales* (MCF) y el *modelo de componentes instantáneas* (MCI).

- **Modelo de componentes fasoriales**

Dada una señal de tensión con  $k - 1$  armónicos:

$$u[n] = \sum_{i=1}^k A_i \cos(i\omega_0 n T_s + \varphi_i) \quad (3.17)$$

donde  $A_i$  es la amplitud del armónico  $i$ ,  $\omega_0 = 2\pi f[\text{rad/s}]$  es la frecuencia angular fundamental,  $\varphi_i$  es el ángulo de fase del armónico  $i$  y  $T_s$  es el periodo de muestreo de la señal. La expresión 3.17 se puede reescribir como:

$$\sum_{i=1}^k [A_i \cos(\varphi_i) \cos(i\omega_0 n T_s) - A_i \sin(\varphi_i) \sin(i\omega_0 n T_s)] \quad (3.18)$$

En este caso se eligen como variables de estado del armónico  $i$  sus componentes fasoriales:

$$x_{pi} = A_i \cos \varphi_i \quad (3.19a)$$

$$x_{qi} = A_i \sin \varphi_i \quad (3.19b)$$

donde  $x_{pi}$  y  $x_{qi}$  representan la componente en fase y en cuadratura del armónico  $i$  respectivamente, totalizando  $2k$  variables de estado para  $k - 1$  armónicos además de la componente fundamental.

La señal se expresa en función de las variables de estado como:

$$u[n] = \sum_{i=1}^k \{x_{pi} \cos(i\omega_0 n T_s) - x_{qi} \sin(i\omega_0 n T_s)\} \quad (3.20)$$

Las ecuaciones de estado se resumen a:

$$x[n] = \Phi[n-1]x[n-1] + w[n-1] \quad (3.21)$$

y la salida es:

$$z[n] = H[n]x[n] + v[n] \quad (3.22)$$

siendo:

$$x[n] = [x[p1]x[q1] \dots x[pk]x[qk]]_k^t \quad (3.23a)$$

### 3. Estado del arte

$$\Phi = I_{2n \times 2n} \quad (3.23b)$$

$$H[n] = [\cos(\omega_0 n T_s) - \sin(\omega_0 n T_s) \dots \cos(\omega_0 k n T_s) - \sin(\omega_0 k n T_s)]^t \quad (3.23c)$$

donde  $v$  es el vector de covarianza del ruido y  $w$  es el vector que describe la variación de las variables de estado debido al ruido blanco de entrada.

El valor **RMS** y el ángulo de fase de cada componente pueden ser calculados a partir del estado estimado, con la siguientes ecuaciones:

$$A_i = \sqrt{x_{pi}^2 + x_{qi}^2} \quad (3.24a)$$

$$\phi_i = \text{atan} \left( \frac{x_{qi}}{x_{pi}} \right) \quad (3.24b)$$

- **Modelo de componentes instantáneas**

Considerando la señal de tensión con  $k - 1$  componentes armónicas:

$$u[n] = \sum_{i=1}^k A_i \cos(i\omega_0 n T_s + \varphi_i) \quad (3.25)$$

En este caso, se adoptan como variables de estado del armónico  $i$  las componentes instantáneas:

$$x_{pi} = A_i \cos(i\omega_0 n T_s + \varphi_i) \quad (3.26a)$$

$$x_{qi} = A_i \sin(i\omega_0 n T_s + \varphi_i) \quad (3.26b)$$

Las ecuaciones completas de este modelo se pueden encontrar en [56].

Debido a que el modelo de componentes fasoriales es más simple que el modelo de componentes instantáneas se implementará el primero.

Otro aspecto a considerar es que al utilizar cualquiera de los dos modelos descriptos anteriormente para estimar la amplitud de las tensiones de cada línea, existen dos opciones [56]. En la primera se utiliza un modelo que describe sólo la componente fundamental. En este caso, se supone que los cambios en la forma de onda serán detectados rápidamente por el algoritmo. La principal desventaja es que en el caso de contenido armónico el filtro se tornará inestable, y ante una perturbación de alta frecuencia, la estimación inicial de la amplitud podría distar bastante del valor real. En la segunda opción se utiliza un modelo de orden superior, agregando al mismo componentes armónicos. De este modo la detección de un cambio de la forma de onda se tornará más lenta, pero la estimación de la amplitud será más exacta, puesto que las componentes armónicas debidas a cargas alineales y las componentes de alta frecuencia debidas a fenómenos transitorios se observarán en los componentes armónicos del modelo, y no causarán cambios en la amplitud de la componente fundamental.

En la Fig. 3.20 se aprecia la respuesta del **DKF** de dos estados (componente fundamental), cuya salida se denomina  $U_{DKF_{2e}}$ , ante una señal de entrada que presenta un evento de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración y que inicia en un ángulo de fase de  $90^\circ$ . En la Fig. 3.21 se aprecia la respuesta del **DKF** de doce estados (componente fundamental y primeros cinco armónicos

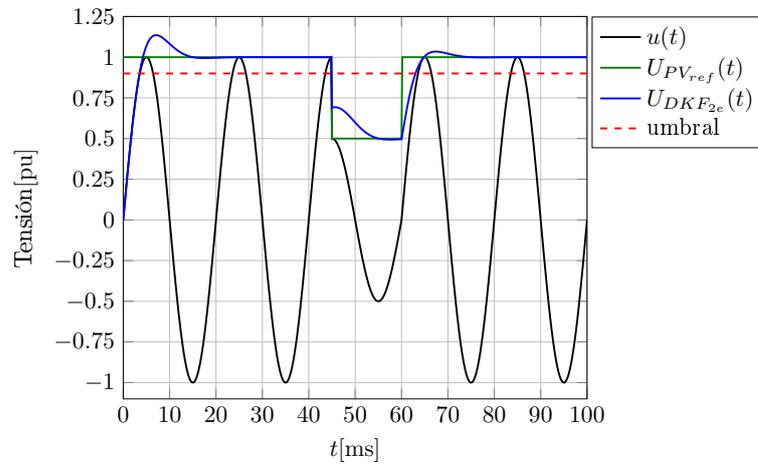


Figura 3.20.: Dip de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración, POW = 90°. Tensión  $U_{PV_{ref}}$  y tensión estimada con algoritmo  $DKF_{2e}$ .

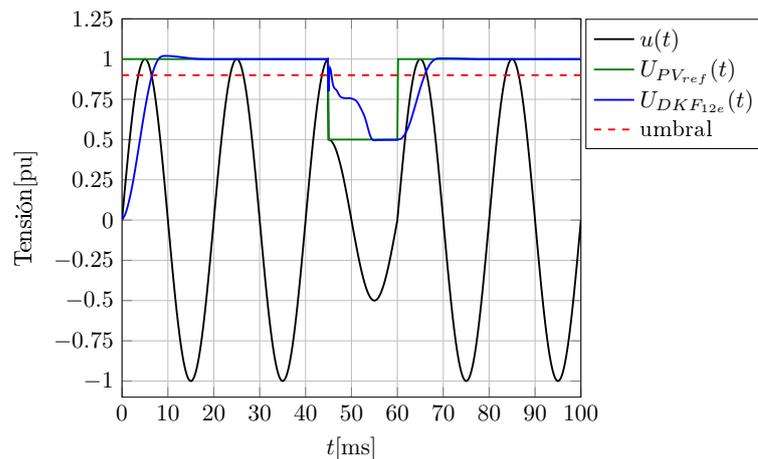


Figura 3.21.: Dip de tensión de 0.5 pu, 15 ms de duración, POW = 90°. Tensión  $U_{PV_{ref}}$  y tensión estimada con algoritmo  $DKF_{12e}$ .

impares), cuya salida se denomina  $U_{DKF_{12e}}$ , para la misma señal de entrada. Ambos filtros fueron configurados para estimar la tensión simple fundamental.

En la Fig. 3.22 se muestra la máxima desviación del valor de referencia en la magnitud del *dip* estimada con el valor  $U_{DKF_{2e}}$  (Fig. 3.22(a)) y con el valor  $U_{DKF_{12e}}$  (Fig. 3.22(b)), para *dips* de 10 % a 90 % de profundidad, duraciones de 0.5 a 1.5 ciclos (en pasos de 0.25 ciclos), y diferentes ángulos de inicio (desde 0° hasta 360° en pasos de 15°). Se observa que el DKF de 12 estados presenta menor desviación, alcanzando una máxima desviación del valor de referencia de magnitud del 0.9 % en la detección de eventos de 0.5 ciclos de duración, POW de 270° y profundidad entre 10 y 90 %. Mientras que el DKF de 2 estados alcanza una máxima desviación del valor de referencia de magnitud del 5.4 % en la detección de eventos de 0.5 ciclos de duración, POW de 165° y profundidad de 10 %. A su vez, ambos algoritmos presentan menor desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud cuanto más prolongado es el evento.

### 3. Estado del arte

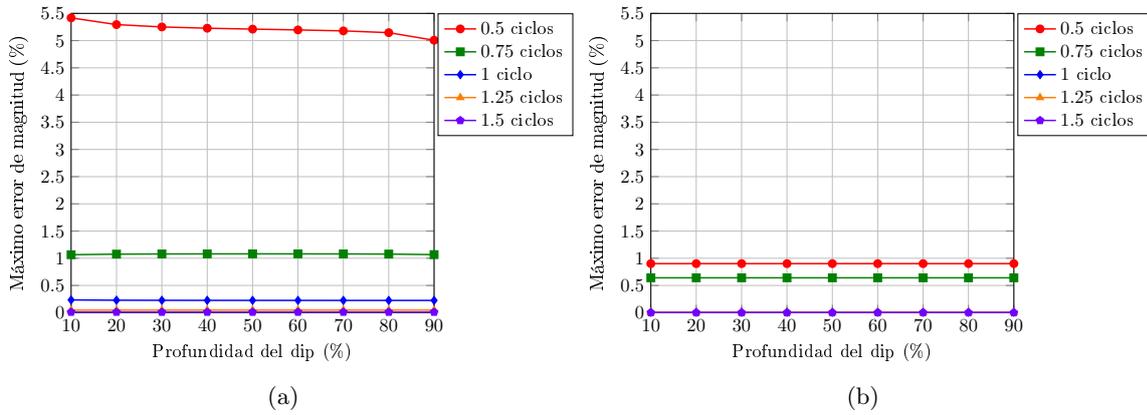


Figura 3.22.: Máxima desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos mediante el valor (a)  $U_{DKF_{2e}}$  y (b)  $U_{DKF_{12e}}$ .

Por el contrario, si se analiza el error en la estimación de la duración del evento, se observa que el **DKF** de doce estados presenta en general, sobre todo en eventos de profundidad mayor al 20 %, mayor error que el **DKF** de dos estados, describiendo el comportamiento de la Fig. 3.23(a). Esto se debe principalmente a la mayor lentitud en la respuesta a los cambios en la señal de entrada que presenta el **DKF** de doce estados, frente al de dos, lo cual incrementa el tiempo de detección del fin del evento. Por este motivo, sería lógico pensar que cuanto más profundo es el evento, mayor será el retardo en la detección del fin del mismo (llevará más tiempo pasar del valor de  $U_{res}$  al valor de  $U_{th+hys}$ ). Este comportamiento se verifica en la Fig. 3.23(b).

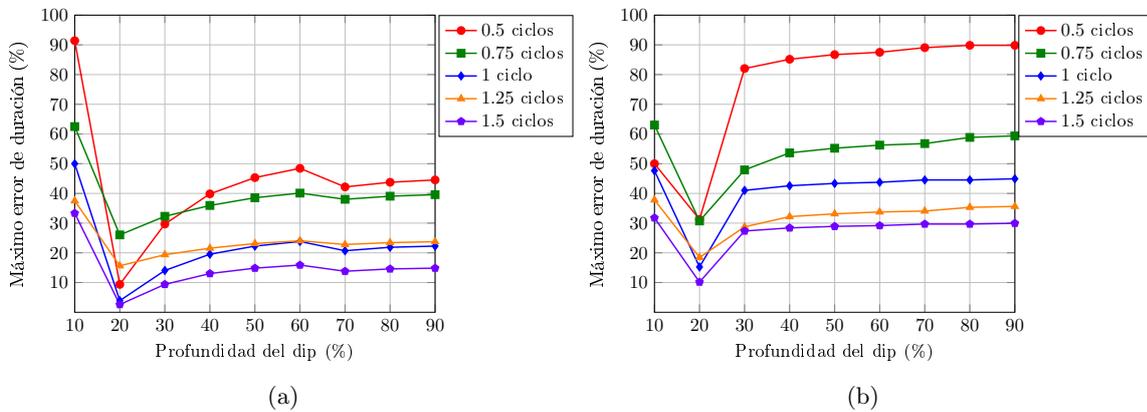


Figura 3.23.: Error máximo en la estimación de la duración de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos obtenidos con el valor (a)  $U_{DKF_{2e}}$  y (b)  $U_{DKF_{12e}}$ .

Por último, evaluando el tiempo máximo requerido para la detección del evento, se observa en la Fig. 3.24, que el **DKF** de 2 estados detecta el evento con mayor rapidez logrando detectar eventos de profundidad menor a 20 % en menos de un cuarto de ciclo en el peor de los casos, recordando que aquí se grafican aquellos máximos errores que se dan para determinados valores de **POW**. Mientras que, tal como lo sugerían las premisas, el **DKF** de 12 estados tiene una respuesta más lenta, detectando cualquier evento en menos de medio ciclo y eventos de profundidad mayor al 40 % en menos de un cuarto de ciclo.

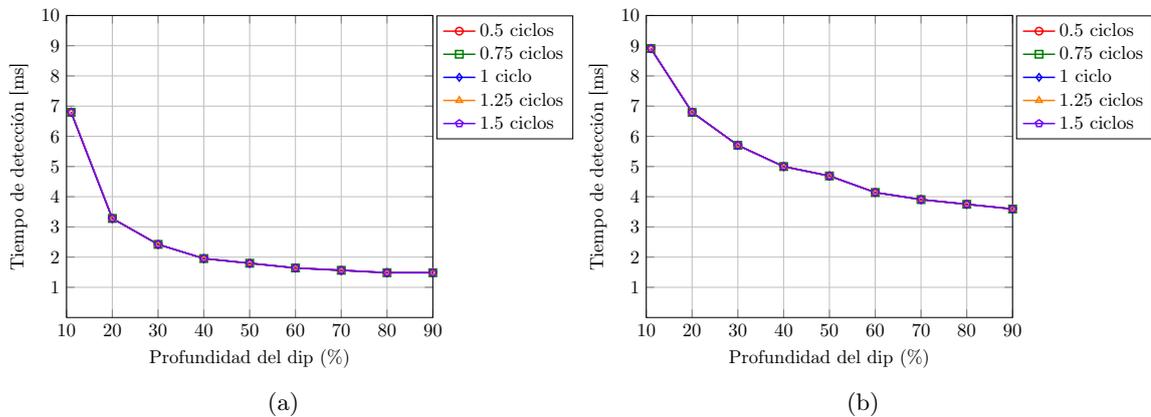


Figura 3.24.: Tiempo máximo requerido para la detección de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos obtenido con el valor (a)  $U_{DKF_{2e}}$  y (b)  $U_{DKF_{12e}}$ .

### 3.1.4 Métodos basados en transformaciones tiempo-frecuencia

#### 3.1.4.1 Algoritmos basados en la Transformada de Fourier

La *transformada de Fourier de tiempo discreto* (del inglés *discrete Fourier transform*, **DFT**) es la herramienta más utilizada en el procesamiento de señales para determinar sus componentes frecuenciales. La misma se implementa típicamente a través de la *transformada rápida de Fourier* (del inglés *fast Fourier transform*, **FFT**). Sin embargo, la detección de eventos requiere un análisis espectral online sólo de un subconjunto de  $M$  frecuencias (a priori sólo la fundamental) de una **DFT** de  $N$  puntos ( $M < N/2$ ). Por este motivo, es preferible el uso de la *DFT deslizando de una única componente* (del inglés *single-bin sliding DFT*, **Sb-SDFT**) respecto de la aplicación directa de la **FFT**. En este sentido, los algoritmos más empleados [60] son:

- *transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizando* (del inglés *sliding discrete Fourier transform*, **SDFT**)
- *transformada de Goertzel de ventana deslizando* (del inglés *sliding Goertzel transform*, **SGT**)
- *algoritmo de S. Douglas y J. Soh* (**D&S**)
- *transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizando modulada* (del inglés *modulated sliding discrete Fourier transform*, **mSDFT**)

##### 3.1.4.1.1. Transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizando

La **SDFT** es un algoritmo que implementa la **DFT** de  $N$  puntos sobre muestras contenidas en una ventana de tiempo deslizando que se actualiza de a una muestra. El principio usado por la **SDFT** se conoce como la propiedad de desplazamiento de la **DFT**, que establece que las componentes espectrales de la secuencia de tiempo desplazada una muestra, son las componentes espectrales de la secuencia original multiplicadas por el factor complejo  $W_N^k = e^{j\frac{2\pi k}{N}}$ , donde  $k$

### 3. Estado del arte

es la componente espectral de interés. La virtud de la **SDFT** es que se puede implementar recursivamente para un  $k$  deseado como:

$$X_k[n] = W_N^k X_k[n-1] - x[n-N] + x[n] \quad (3.27)$$

donde  $X_k[n]$  y  $X_k[n-1]$  son el valor actual y previo de la  $k$ -ésima componente espectral, respectivamente, de una **DFT** de  $N$  puntos. La ecuación (3.27), cuya deducción formal se puede encontrar en el trabajo de Jacobsen y Lyons [61], permite calcular el valor eficaz de la componente fundamental (3.28a) y el ángulo de fase (3.28b) de la componente  $k$  de la señal de entrada en forma recursiva y con baja complejidad computacional, ya que sólo requiere de una multiplicación compleja y dos sumas reales por cada valor de salida.

$$A_{k_{RMS}}[n] = \text{abs}(X_k[n])\sqrt{2}/N \quad (3.28a)$$

$$\Phi_k[n] = \text{arg}(X_k[n]) \quad (3.28b)$$

El algoritmo de la **SDFT** es implementado como un filtro de *respuesta infinita al impulso* (del inglés *infinite impulse response*, **IIR**), que puede dividirse en una ventana deslizante seguida por un resonador complejo. Su estructura se presenta en la Fig. 3.25. Si se requiere calcular las  $N$  componentes espectrales de una **DFT** de  $N$  puntos, se deben implementar  $N$  resonadores con  $k = 0$  hasta  $N - 1$ , todos alimentados por una única ventana deslizante.

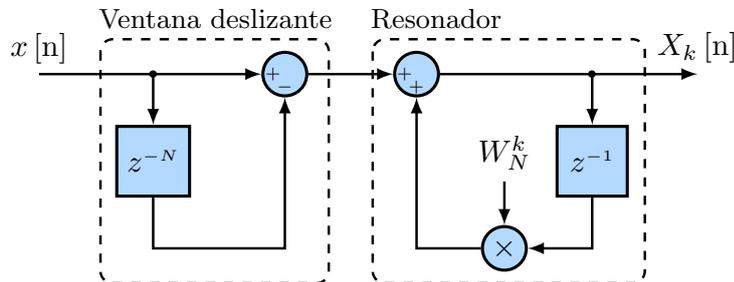


Figura 3.25.: Estructura de la **SDFT** como filtro **IIR**, de acuerdo a la ecuación 3.27.

La transformada en el dominio  $z$  de la **SDFT** definida por la ecuación (3.27) para la  $k$ -ésima componente es:

$$H_{SDFT}(z) = \frac{1 - z^{-N}}{1 - W_N^k z^{-1}} \quad (3.29)$$

El retardo de  $N$  muestras de la ventana deslizante hace que la respuesta transitoria del filtro tenga una longitud de  $N - 1$  muestras, por lo cual la salida no alcanza el estado estacionario hasta la muestra  $N$ .

La **SDFT** es sólo marginalmente estable ya que presenta un polo localizado en  $z = W_N^k$  sobre el círculo unitario. En la práctica, una representación con precisión finita de  $W_N^k$  conduce a la inestabilidad de la **Sb-SDFT**. A menos que el polo se encuentre localizado en  $z = \pm 1$  o  $z = \pm j$ , la precisión numérica no ideal del coeficiente  $W_N^k$  sitúa el polo dentro o fuera del círculo unitario volviéndose inestable en último caso. Un enfoque comúnmente adoptado para estabilizar el algoritmo de la ecuación (3.27) es mover el polo dentro del círculo unitario a través de un factor

de amortiguamiento  $r$  que es cercano a la unidad. Finalmente, la versión estable de la **SDFT** está dada por la siguiente ecuación en diferencias finitas:

$$\tilde{X}_k[n] = rW_N^k \tilde{X}_k[n-1] - r^N x[n-N] + x[n] \quad (3.30)$$

donde se observa que ahora el polo queda situado en  $z = rW_N^k$  garantizando la estabilidad del sistema, a costa de una reducción de la exactitud en el cálculo de la componente  $k$  deseada. En la Fig. 3.26 se muestra la estructura estable de la **SDFT** implementada como un filtro **IIR**. Debido a que el polo se sitúa dentro del círculo unitario, el sistema es estable, por lo cual se converge a un valor finito con un error determinado.

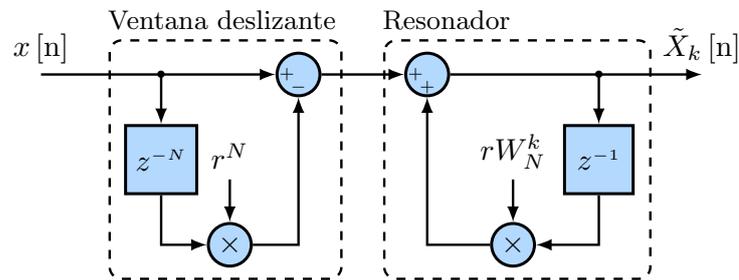


Figura 3.26.: Estructura estable de la SDFT como filtro IIR, de acuerdo a la ecuación 3.30.

### 3.1.4.1.2. Transformada de Goertzel deslizante

La **SGT** es otro tipo de **DFT** deslizante utilizada para calcular una única componente  $k$  de una DFT de  $N$  puntos. Permite reducir el número de multiplicaciones requeridas en la **SDFT**, lo cual se logra mediante la creación de un nuevo polo con su respectivo cero [61, 62]. Por lo tanto, multiplicando el numerador y denominador de la ecuación (3.29) por  $(1 - W_N^{-k}z^{-1})$ , se obtiene:

$$H_{SGT}(z) = \frac{(1 - W_N^{-k}z^{-1})(1 - z^{-N})}{(1 - W_N^{-k}z^{-1})(1 - W_N^kz^{-1})} = \frac{(1 - W_N^{-k}z^{-1})(1 - z^{-N})}{1 - 2\cos(2\pi k/N)z^{-1} + z^{-2}} \quad (3.31)$$

En la Fig. 3.27 se observa la estructura de la **SGT** implementada como filtro **IIR**.

Al igual que la **SDFT**, la **SGT** posee polos sobre el círculo unitario, por lo cual es marginalmente estable. Cuando el filtro de la Fig. 3.27 se implementa con precisión finita, puede volverse inestable si los polos se desplazan fuera del círculo unitario. Por este motivo se adopta el mismo enfoque empleado con la **SDFT** para estabilizar el algoritmo. Es decir, mover los polos ligeramente dentro del círculo unitario mediante un factor de amortiguamiento  $r$ .

Luego, la versión estable de la transferencia de la **SGT** es:

$$\tilde{H}_{SGT}(z) = \frac{(1 - rW_N^{-k}z^{-1})(1 - r^N z^{-N})}{1 - 2r \cos(2\pi k/N)z^{-1} + r^2 z^{-2}} \quad (3.32)$$

La ecuación en diferencias que permite calcular la versión estable de la **SGT** es:

$$v[n] = C_1 v[n-1] - C_2 v[n-2] + x[n] - r^N x[n-N] \quad (3.33a)$$

### 3. Estado del arte

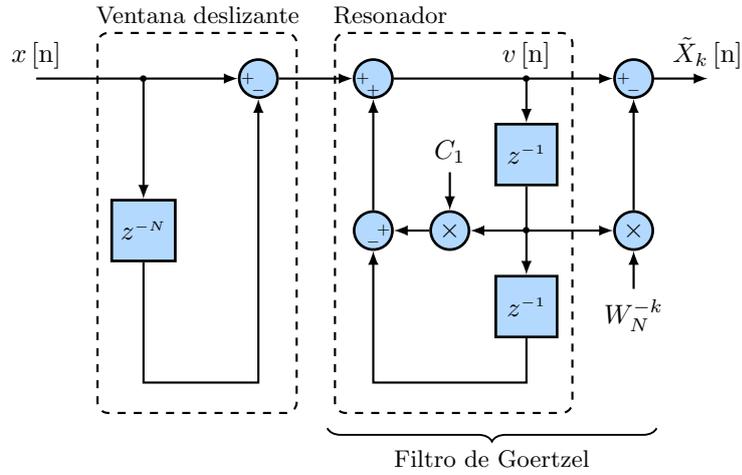


Figura 3.27.: Estructura de la SGT como filtro IIR correspondiente a la ecuación (3.31), donde  $C_1 = 2\cos(2\pi k/N)$ .

$$\tilde{X}_k[n] = v[n] - rW_N^{-k}v[n-1] \quad (3.33b)$$

en la cual  $C_1 = 2r \cos(2\pi k/N)$  y  $C_2 = r^2$ . En la Fig. 3.28 se muestra la estructura estable del filtro IIR que permite calcular la SGT de una componente espectral  $k$  siempre que se mantenga  $r < 1$ . Esta es una aproximación del valor verdadero de  $X_k[n]$  de una DFT de  $N$  puntos. Al igual que con la versión estable de la SDFT, el algoritmo converge a un valor finito con un cierto error.

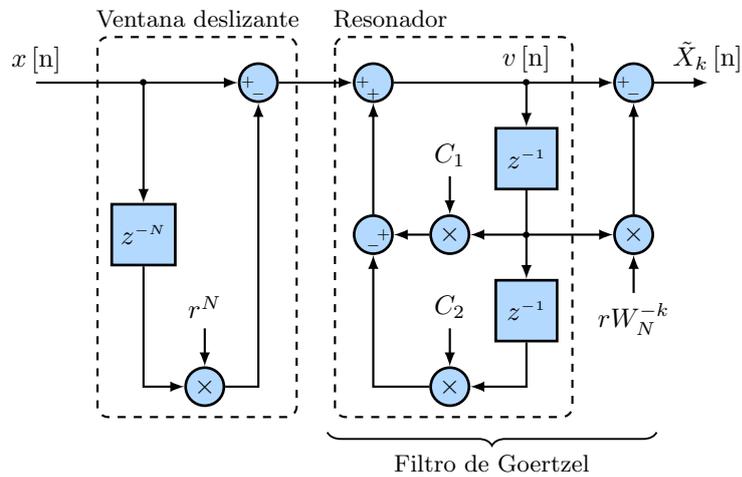


Figura 3.28.: Estructura estable de la SGT como filtro IIR correspondiente a la ecuación (3.32), donde  $C_1 = 2\cos(2\pi k/N)$  y  $C_2 = r^2$ .

#### 3.1.4.1.3. Algoritmo de S. Douglas y J. Soh

Como se vio en las subsecciones previas, el uso de un factor de amortiguamiento en la SDFT y la SGT garantiza la estabilidad, pero la salida de los filtros IIR en las Fig. 3.26 y 3.28 no es exactamente igual a la  $k$ -ésima componente de una DFT de  $N$  puntos. Este error se puede reducir

en la medida en que  $r \rightarrow 1$ , lo cual dependerá del nivel de precisión finita en la implementación. El algoritmo D&S [63] permite reducir este error a expensas de un funcionamiento alineal. Este algoritmo, al igual que la SDFT y la SGT permite calcular la componente espectral  $k$  deseada, en forma recursiva. El mismo se distingue por un sistema periódicamente variable en el tiempo especialmente diseñado para que cualquier error numérico introducido por aritmética de precisión finita decrezca con el paso del tiempo en forma exponencial hasta llegar a cero. En la ecuación 3.34 se presenta la definición del algoritmo D&S.

$$\tilde{X}_k[n] = \sum_{m=1}^{N-1} h[n, m]x[n - m] \quad (3.34a)$$

$$h[n, m] = \begin{cases} W_N^{-k} & , \text{ si } (n \bmod N) \geq m \\ rW_N^{-k} & , \text{ si } (n \bmod N) < m \end{cases} \quad (3.34b)$$

donde  $x[n]$  es la señal de entrada,  $\tilde{X}_k[n]$  es la salida,  $h[n, m]$  es la respuesta al impulso variable en el tiempo del sistema y  $r$  es el factor de amortiguamiento necesario para garantizar la estabilidad.

El sistema representado por la ecuación (3.35) tiene una implementación recursiva simple, que hace que sea útil para la aproximación de la DFT de  $N$  puntos para una componente  $k$  deseada:

$$\tilde{X}_k[n] = \begin{cases} rW_N^{-k}\tilde{X}_k[n-1] - rx[n-N] + x[n] & , \text{ si } (n \bmod N) = 0 \\ W_N^{-k}\tilde{X}_k[n-1] - rx[n-N] + x[n] & , \text{ si } (n \bmod N) \neq 0 \end{cases} \quad (3.35)$$

La Fig. 3.29 presenta la implementación de la ecuación 3.35 como un filtro IIR, el cual requiere dos multiplicaciones, dos sumas, y la lógica de control para determinar cuando  $(n \bmod N) = 0$ . En la figura, la conmutación entre ambas expresiones de la ecuación, se realiza mediante la llave conmutadora  $S_1$ , cuyo período de conmutación es igual a  $N * T_s$ , donde  $T_s$  es el período de muestreo, y su ciclo de trabajo es igual a una muestra.

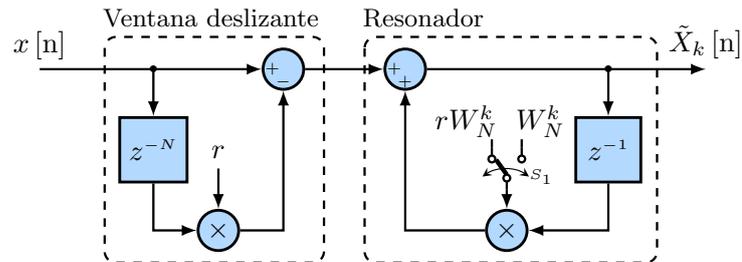


Figura 3.29.: Estructura estable del algoritmo DS como filtro IIR estable correspondiente a la ecuación (3.35).

Los cambios en la estructura son mínimos y la ventaja es significativa, ya que la misma se modifica cada  $N$  muestras y la lógica de control adicional es sencilla, logrando una mejora en la precisión de la SDFT y del SGT.

#### 3.1.4.1.4. Transformada de Fourier de tiempo discreto de ventana deslizante modulada

Como se vio anteriormente, la SDFT, la SGT y el D&S sin factor de amortiguamiento son marginalmente estables. Cuando se estabilizan incondicionalmente con el factor de

### 3. Estado del arte

amortiguamiento, convergen a un valor finito con un cierto error. Para el caso particular, en que se desea calcular una DFT de  $N$  puntos con  $k = 0$ , es decir, la componente de CC, las ecuaciones recursivas (3.30), (3.33), (3.35) de estos tres algoritmos con  $r = 1$  se reducen a la siguiente expresión:

$$X_0[n] = X_0[n - 1] - x[n - N] + x[n] \quad (3.36)$$

Debido a la ausencia del coeficiente  $W_N^k$ , que normalmente conduce a problemas de estabilidad cuando se representa con precisión finita, la expresión 3.36 es incondicionalmente estable. Por esta razón, es posible implementar esta expresión recursiva sin un factor de amortiguamiento, con lo cual se converge a un valor sin error.

La técnica denominada mSDFT extiende este caso particular a la componente  $k$ -ésima de una DFT de  $N$  puntos [64]. Para esto se utiliza la propiedad de modulación de la DFT a fin de desplazar la componente  $k$ -ésima de una señal de entrada a la posición  $k = 0$  [65]. Esto se logra mediante la multiplicación de la señal de entrada por la siguiente secuencia de modulación:

$$W_N^{-kn} = e^{-j\frac{2\pi kn}{N}} \quad (3.37)$$

Gracias a este enfoque, es posible excluir el factor complejo  $W_N^k$  del resonador y evitar la acumulación de errores y potenciales inestabilidades. La mSDFT puede calcularse en forma recursiva mediante:

$$X_k^0[n] = X_k^0[n - 1] - x[n - N]W_N^{-k(n-N)} + x[n]W_N^{-kn} \quad (3.38a)$$

$$X_k[n] = W_N^{kn} X_k^0[n] \quad (3.38b)$$

La ecuación (3.38b) evidencia la relación entre la componente  $k$ -ésima de la DFT de  $N$  puntos  $X_k[n]$  y la calculada  $X_k^0[n]$  con la ecuación (3.38a). En la Fig. (3.30) se presenta la estructura del filtro que permite calcular la mSDFT de acuerdo a la ecuación (3.38). Al estar el factor complejo  $W_N^k$  fuera del resonador, las singularidades de la mSDFT están ubicadas con precisión, es decir sin error numérico debido a la precisión finita, en el círculo unitario. De esta forma, se eliminan en la mSDFT la acumulación de errores e inestabilidades potenciales inherentes en los otros algoritmos presentados anteriormente.

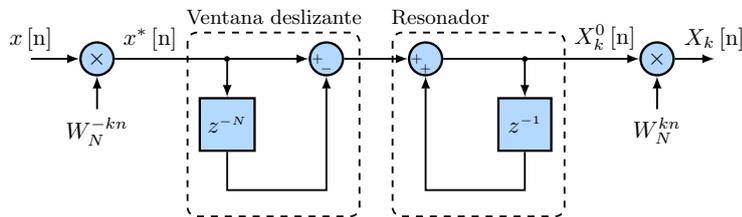


Figura 3.30.: Estructura de la mSDFT correspondiente a la ecuación (3.38).

Si se separan los efectos de modulación y demodulación, y sólo se tiene en cuenta la ventana deslizante y el resonador, se obtiene la siguiente función de transferencia:

$$H_{mSDFT}(z) = \frac{X_k^0(z)}{x[n]W_N^{-kn}} = \frac{X_k^0(z)}{x^*[n]} = \frac{1 - z^{-N}}{1 - z^{-1}} \quad (3.39)$$

La ecuación 3.39 corresponde a un filtro IIR que rechaza todos los múltiplos de la frecuencia  $f_s/N$ , siendo  $f_s$  la frecuencia de muestreo. Si  $f_s = Nf_0$  siendo  $f_0$  la frecuencia fundamental, entonces la función de transferencia resultante tiene ceros en todos los componentes armónicas de la señal de entrada  $x[n]$ . La transferencia resultante es independiente del valor de  $k$  y se corresponde al caso particular de especializar las transferencias respectivas de la SDFT, la SGT y el D&S en  $k = 0$  y  $r = 1$ .

Para la detección de eventos, en principio es suficiente el cálculo de la componente fundamental. Sin embargo, es muy probable que al implementar la misma en un PQM se aproveche la mSDFT ya implementada para el cálculo de componentes armónicas. En tal caso, se puede implementar una versión más eficiente de la mSDFT que evita tener que utilizar una ventana deslizante por cada componente armónica modulada. Debido a que la secuencia modulante compleja dada por la ecuación 3.37 es periódica en  $N$ :

$$W_N^{-k(n-N)} = W_N^{-kn} \quad (3.40)$$

la ecuación 3.38 se puede reescribir de la siguiente forma:

$$X_k^0[n] = X_k^0[n-1] + W_N^{-kn}(-x[n-N] + x[n]) \quad (3.41a)$$

$$X_k[n] = W_N^{kn} X_k^0[n] \quad (3.41b)$$

La Fig. 3.31 muestra la estructura del filtro IIR que permite calcular la mSDFT de manera eficiente de acuerdo a la ecuación 3.41. Es importante mencionar que la ventana deslizante de la Fig. 3.31 procesa valores reales, a diferencia de la ventana de la Fig. 3.30 que computa valores complejos.

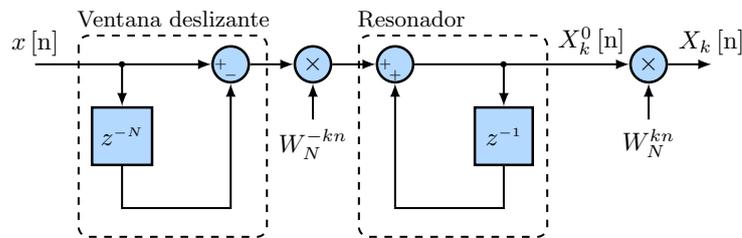


Figura 3.31.: Estructura eficiente de la mSDFT correspondiente a la ecuación (3.41).

Por último, se debe aclarar que en la detección de eventos es posible prescindir de la última etapa de la Fig. 3.31, es decir de la demodulación y quedarse únicamente con el valor de  $X_k^0[n]$  calculado con la ecuación 3.41a. La estructura eficiente de la mSDFT sin la etapa de demodulación (mSDFT<sup>0</sup>) se aprecia en la Fig. 3.32.

#### 3.1.4.2 Desempeño de los algoritmos basados en la Transformada de Fourier

En la Fig. 3.33(a) se muestra la forma de onda de un evento de  $U_{res}$  igual a 0.5 pu, 2.5 ciclos de duración y  $POW = 90^\circ$ . En la Fig. 3.33(b) se muestra el desempeño de los cuatro algoritmos presentados en la detección de este evento. Los algoritmos SDFT, SGT y D&S fueron simulados con un factor de amortiguamiento  $r = 0.9999$ . En la Fig. 3.33(b) se observa en detalle como

### 3. Estado del arte

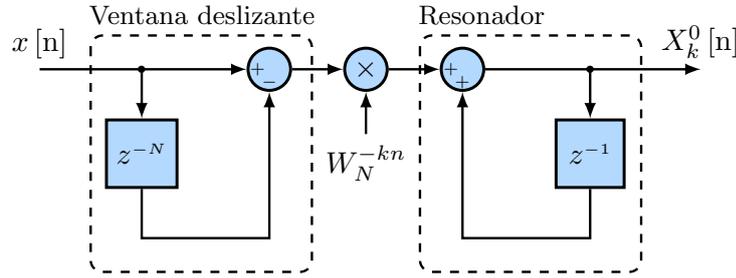


Figura 3.32.: Estructura eficiente de la mSDFT0 correspondiente a la ecuación (3.41a).

responden estos tres algoritmos. La **SDFT** y la **SGT** convergen a un valor con error, y tienen una salida oscilante pero no divergen. Por otro lado, el algoritmo **D&S** acumula error, pero en cada ciclo este se anula, debido a su principio de funcionamiento. Finalmente, el algoritmo más exacto es la **mSDFT** ya que no requiere ningún factor de amortiguamiento y en consecuencia no presenta errores. A su vez, se observa en la Fig. 3.34, donde se amplían las señales estimadas luego del evento, que a diferencia de sus pares, la  $mSDFT_{1c}$  tampoco presenta oscilaciones a su salida (Fig. 3.34(d)).

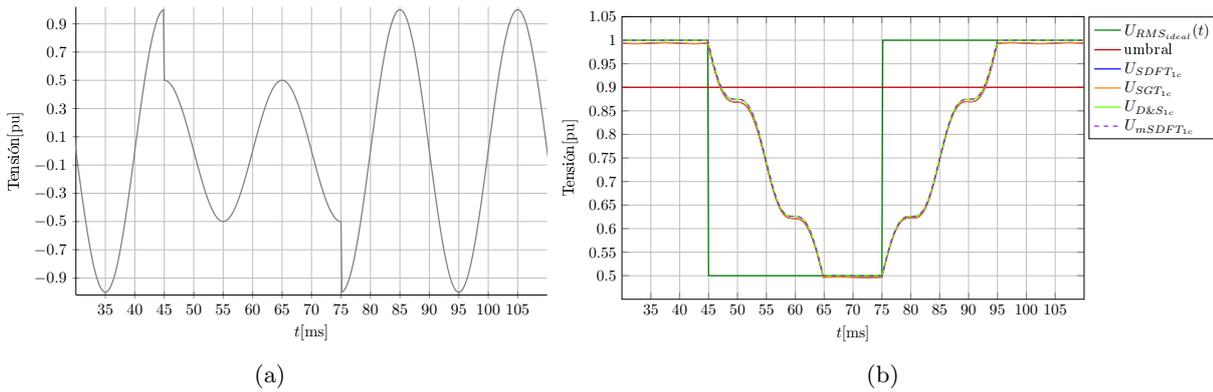


Figura 3.33.: (a) Forma de onda de un *dip* de tensión de  $U_{res} = 0.5$  pu, 2.5 ciclos y  $POW = 90^\circ$ . (b) Desempeño de los cuatro algoritmos basados en la Transformada de Fourier.

Por lo descrito anteriormente, de los cuatro algoritmos basados en la **DFT**, el correspondiente a la **mSDFT** es el más apropiado para detectar eventos de tensión, razón por la cual se procede a realizar una evaluación de su desempeño más exhaustiva. En primer lugar, al igual que con los algoritmos anteriores, se procede a evaluar la máxima desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud del evento. En la Fig. 3.35 se observa que su desviación es constante para cualquier profundidad de *dip*. Esta desviación constante es de alrededor del 50 % para *dips* de 0.5 ciclos, del 40 % para *dips* de 0.75 ciclos y nulo para *dips* de 1 ciclo en adelante. Al analizar el error máximo en valor absoluto en la estimación de la duración, se muestra en la Fig. 3.36 que se obtiene un error mínimo cuando la profundidad del *dip* es igual al 20 %, mientras que aumenta para valores de profundidad inferiores (*dips* menos severos) y para valores de profundidad superiores (*dips* más severos). Este comportamiento que a priori resulta extraño se puede comprender mejor en la Fig. 3.37. Allí se presentan eventos de la misma duración, en este ejemplo 15 ms, y profundidad desde 10 % (Fig. 3.37(a)) hasta 90 %

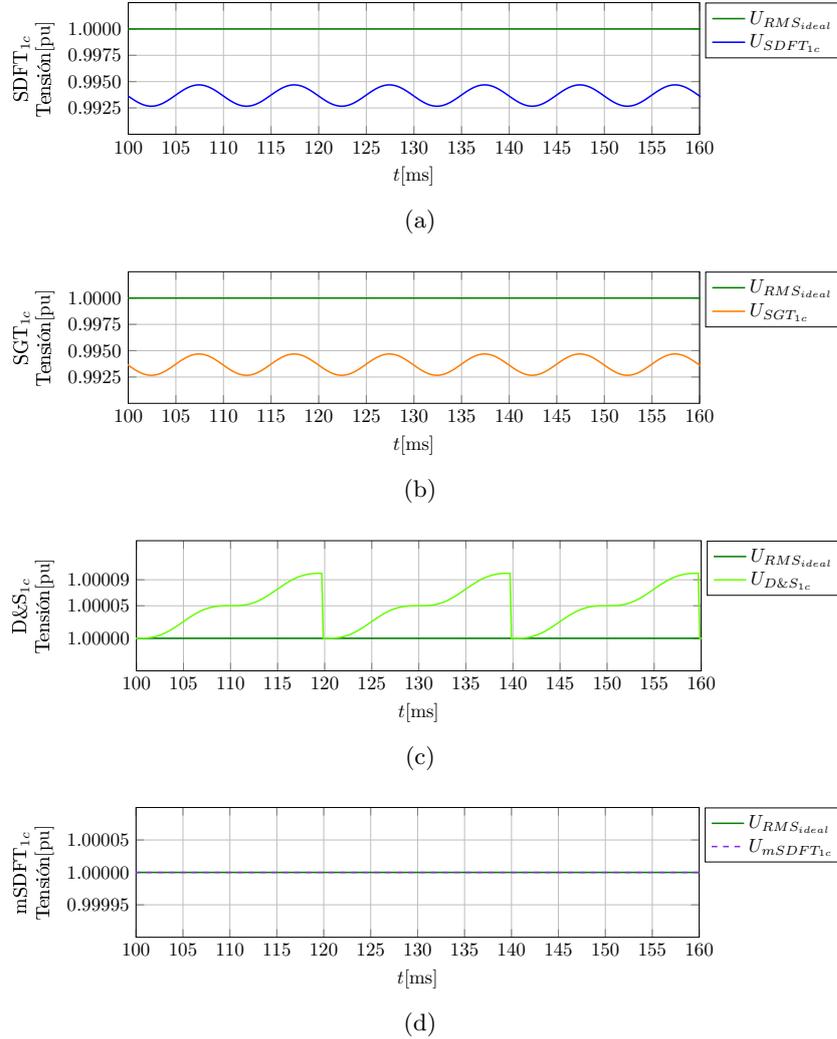


Figura 3.34.: Estimación del valor RMS una vez transcurrido el evento por los algoritmos basados en la DFT, con  $k=1$ ,  $N=128$  y  $r=0.9999$ .

(Fig. 3.37(i)). Los umbrales temporales en verde indican los tiempos de inicio y fin verdaderos, mientras que los umbrales temporales en rojo indican los tiempos de inicio y fin estimado por el algoritmo. Estos últimos surgen de intersectar la respuesta del filtro  $mSDFT$  (curva violeta) con el umbral de detección de un *dip* de tensión (línea de trazos roja) definido por la normativa [26, 42]. Se observa que para una profundidad del 20 % el ancho del intervalo de duración verdadera (línea de cota verde) es igual al ancho del intervalo de duración estimada (línea de cota roja), es decir el error de duración absoluto es nulo, tal como se mostró en la Fig. 3.36. Para profundidades menores, del 10 % al 20 % el error es mayor y en defecto (línea de cota roja menor a la verde), es decir, la duración estimada es menor a la verdadera. Mientras que para profundidades mayores al 20 %, el error es mayor y en exceso (línea de cota roja mayor a la verde), es decir, la duración estimada es mayor a la verdadera.

Por último, en la Fig. 3.38 se analiza el tiempo máximo requerido por el algoritmo basado en la  $mSDFT$  para la detección de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos de duración. Se observa en términos

### 3. Estado del arte

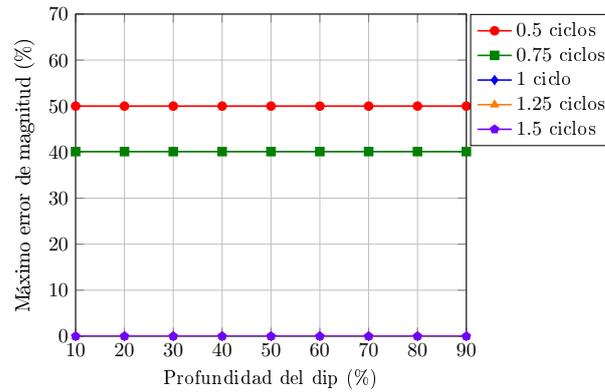


Figura 3.35.: Máxima desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud de *dips* de 0.5 a 1 ciclo mediante el valor  $U_{mSDFT_{1c}}$ .

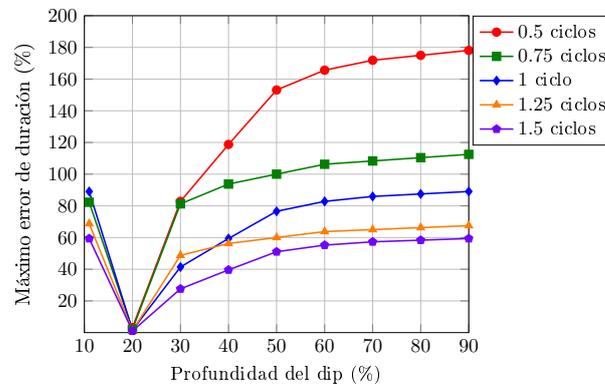


Figura 3.36.: Error relativo máximo en valor absoluto en la estimación de la duración de *dips* de 0.5 a 1 ciclo mediante el valor  $U_{mSDFT_{1c}}$ .

generales que para profundidades menores al 20 % el  $t_d$  es superior a medio ciclo y depende de la duración del evento, mientras que para profundidades mayores al 20 % el  $t_d$  es siempre menor a medio ciclo e independiente de la duración del evento.

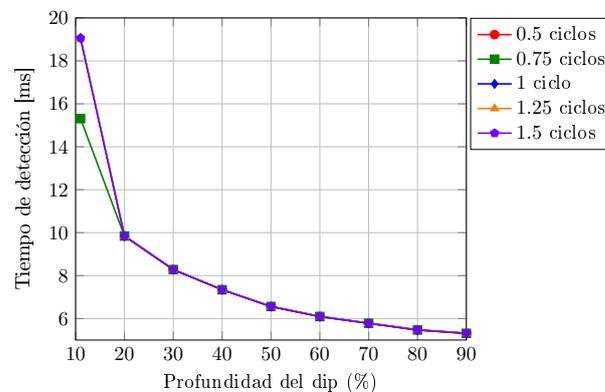


Figura 3.38.: Tiempo máximo requerido para la detección de *dips* de 0.5 a 1.5 ciclos por el algoritmo  $mSDFT_{1c}$ .

### 3.1. Métodos de detección de eventos de tensión

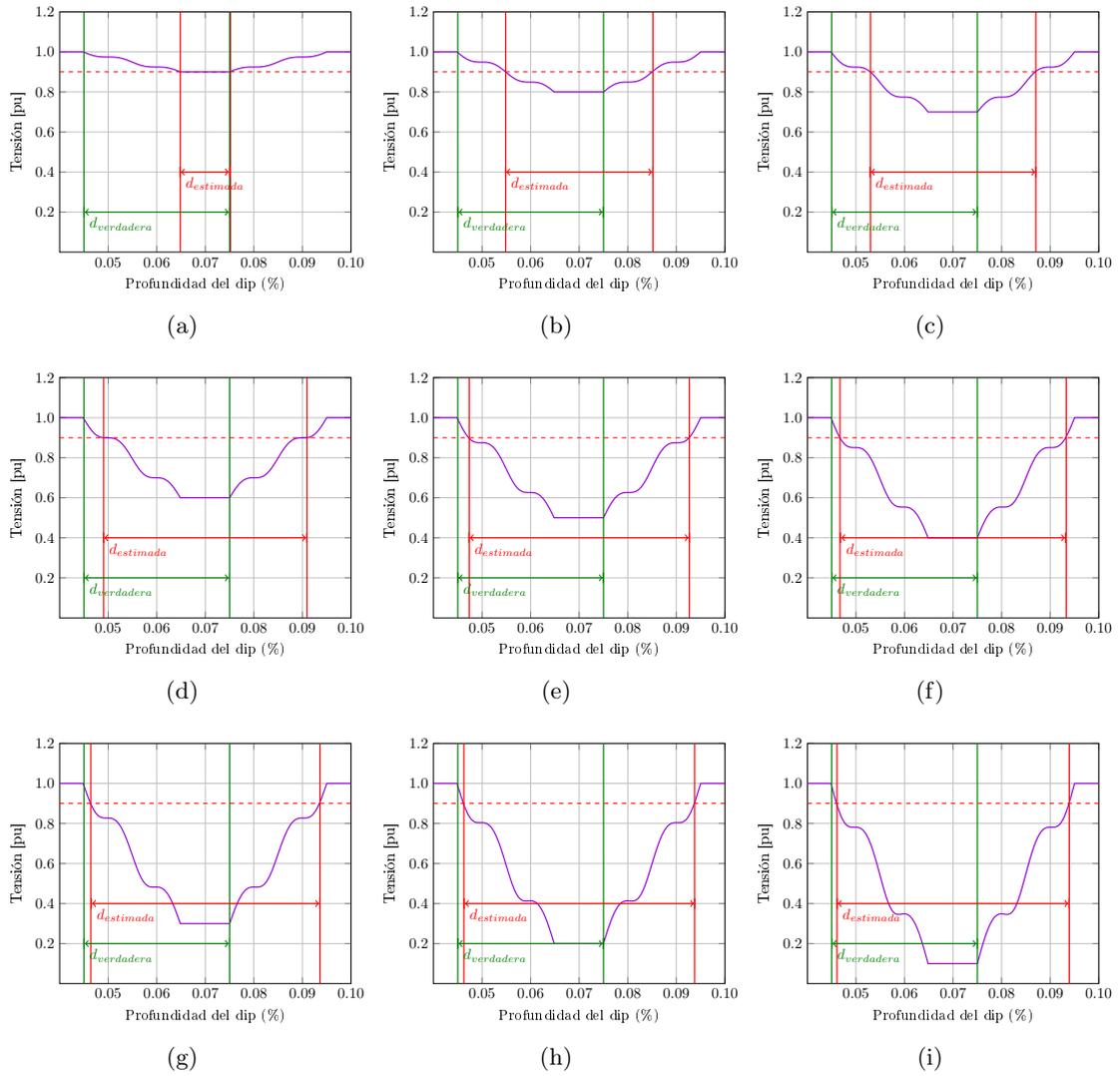


Figura 3.37.: Respuesta del filtro mSDFT (curva violeta) y umbral de detección (línea de trazos roja) para eventos de 15ms de duración y profundidades desde (a) 10 % hasta (i) 90 %.

#### 3.1.5 Desempeño de los métodos de detección ante eventos reales

En las subsecciones previas se han descrito diferentes métodos de detección de eventos de tensión existentes en la bibliografía específica. Se han analizado las principales características de cada uno de ellos y se ha evaluado la máxima desviación del valor de referencia en la estimación de la magnitud, tiempo de inicio y duración para diferentes eventos con forma de onda sinusoidal pura variando la magnitud, duración y ángulo de fase de inicio (POW). Sin embargo, en las redes eléctricas reales, raramente la forma de onda es una sinusoidal ideal. La mayor parte del tiempo las señales de tensión medidas por un PQM presentan contenido armónico y ruido de alta frecuencia. Si bien, en general el contenido de componentes armónicas y ruido en las señales de tensión es bajo en relación al valor nominal o declarado, es posible que aumente durante la ocurrencia de una falla, por lo cuál es apropiado evaluar sus efectos analizando señales reales. Para este propósito se optó por emplear como señales de prueba, aquellas provistas por el *IEEE 1159.2 Working Group* que se encuentran disponibles en [66]. En la Fig. 3.39(a) se presenta a modo de ejemplo la señal trifásica instantánea denominada *wave 1*. A fin de evaluar el desempeño de cada algoritmo, se procesó previamente esta señal. En la Fig. 3.39(b) se muestra la estimación del valor eficaz de la componente fundamental con el algoritmo  $mSDFT_{1c}$ . Las estimaciones realizadas con este algoritmo se utilizarán como referencia para comparar los restantes algoritmos. Esto se debe a dos razones. En primer lugar, a diferencia de los ensayos realizados con señales sintetizadas, en este caso, al tratarse de señales reales, se carece de un valor pico de referencia. Por este motivo se debería adoptar algún algoritmo como referencia y calcular para los algoritmos restantes errores relativos a la misma. En segundo lugar, de todos los algoritmos evaluados, el algoritmo  $mSDFT_{1c}$  es uno de los más adecuados ya que es estable, es inmune al ruido, al contenido armónico, y provee una estimación del valor RMS fundamental con muy buena exactitud.

A partir de esta estimación fue posible estimar el  $t_i$ ,  $t_f$  y magnitud de cada evento en cada una de las líneas, es decir la menor tensión durante un *dip* o la mayor tensión durante un *swell*. Para esto se utilizaron los umbrales establecidos por la norma IEC 61000-4-30 [16]. Las líneas de trazos verdes corresponden a los umbrales que definen el inicio del evento (0.9 pu ó 0.1 pu para un *dip* y 1.1 pu para un *swell* recordando lo expuesto al principio del capítulo). Mientras que las líneas de trazos rojas corresponden a los umbrales que definen el fin del evento, considerando los umbrales anteriores con un 2 % de histéresis como se sugiere en [16] (0.92 pu ó 0.12 pu para un *dip* y 1.08 pu para un *swell*). Corresponde aclarar que los umbrales de 0.1 y 0.12 pu definen la transición entre un *dip* y una interrupción, y viceversa respectivamente.

En la Figura 3.40 se presentan los restantes eventos analizados y las correspondientes señales fundamentales obtenidas con el algoritmo  $mSDFT_{1c}$ . Corresponde destacar que algunas señales tenían un valor pico en régimen estacionario menor al límite de 0.9pu, por lo cual se afectaron por un factor de escala tal que el valor pico en régimen estacionario de pre o post falla valiera 1pu. Tal es el caso de las señales *wave3a.xls*, *wave4.xls*, *wave5.xls*, *wave7.xls*, *wave11a.xls*, *wave11b.xls* y *wave12.xls*.

En las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3 se presentan las desviaciones relativas porcentuales de estimación de magnitud ( $e_V[\%]$ ) y duración ( $e_d[\%]$ ), y el tiempo de inicio absoluto ( $t_i[ms]$ ) de los algoritmos analizados respecto de las estimaciones realizadas por el algoritmo  $mSDFT_{1c}$  utilizado como referencia. Estas estimaciones de referencia son la magnitud del evento ( $V[pu]$ ), su duración ( $d[ms]$ ) y tiempo de inicio ( $t_i[ms]$ ). En el caso de la magnitud y duración se calculó la desviación y el error relativo porcentual respectivamente, mientras que para el tiempo de inicio resulta más

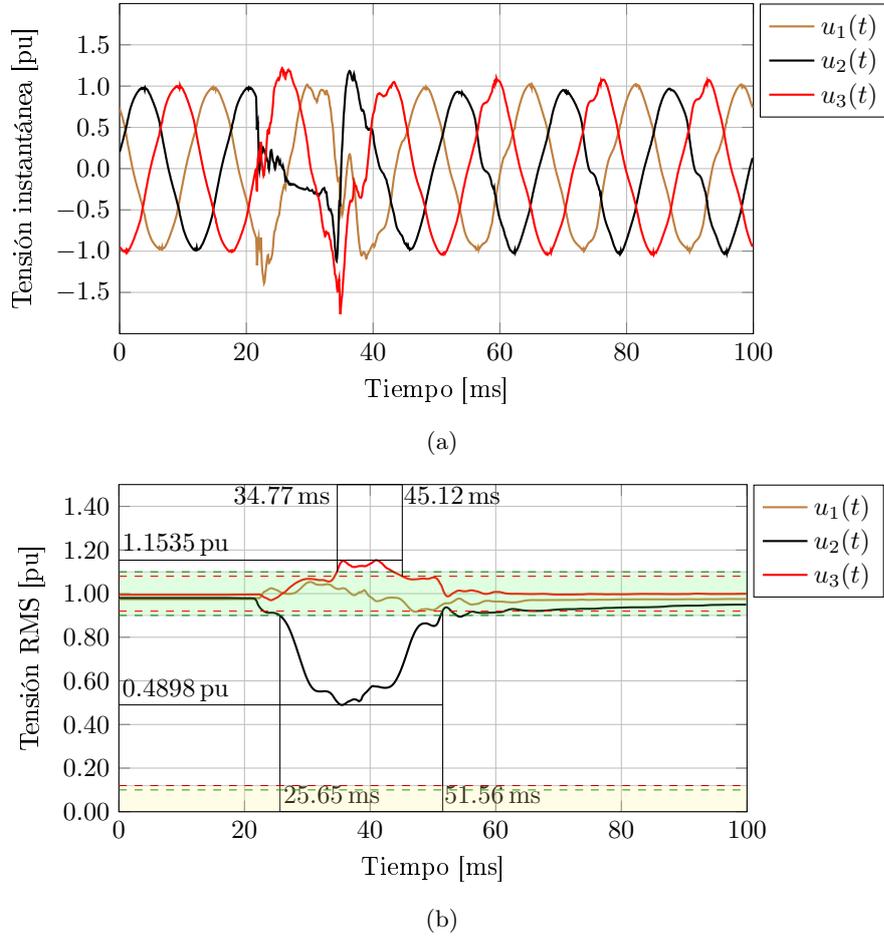


Figura 3.39.: (a) Señales extraídas de IEEE 1159.2 Working Group, Test waveforms, **wave1.xls**. [Online]. Disponible en: [grouper.ieee.org/groups/1159/2/testwave.html](http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/testwave.html). (b) Señal procesada con algoritmo  $mSDFT_{1c}$ .

representativo el error absoluto que representa que tan rápido el algoritmo detecta el evento con respecto a la  $mSDFT_{1c}$ . El signo de estos errores indica si el error es en exceso (+) o en defecto (-).

A fin de sintetizar los datos de las Tablas 3.1, 3.2 y 3.3, y hacer visible de una manera más clara las conclusiones que se extraigan de sus datos, se confeccionaron las Tablas 3.4 y 3.5 con los errores medios y sus desviaciones promediados en los 15 *dips* y en los 7 *swells* respectivamente presentes en los eventos analizados.

En la Tabla 3.4 se observa que la menor desviación media de magnitud en la detección de *dips* respecto de la  $mSDFT_{1c}$  se presenta en los algoritmos basados en el valor RMS, en los cuáles el menor error se da en el algoritmo propuesto por el Std. IEC 61000-4-30,  $RMS_{1/2}$ . En cuanto a la estimación de la duración de *dips* el  $RMS_{1c1m}$  y el  $RMS_{1/2}$  son los algoritmos con menor error. Finalmente, en cuanto a la estimación de los tiempos de inicio y fin de los dips analizados, todos los algoritmos tuvieron un desempeño bastante bueno y parejo, aunque los que presentan mayor desviación son los algoritmos  $PV_{q_{1/2c1m}}$  y  $DKF_{2e}$ .

Por otro lado, en la Tabla 3.5 se observa que la menor desviación media de magnitud en la detección de *swells* respecto de la  $mSDFT_{1c}$  se presenta en los algoritmos  $RMS_{1/2}$  y  $RMS_{1c1m}$

### 3. Estado del arte

al igual que con los *dips*. En cuanto a la estimación de duración, el  $DKF_{2e}$ , la  $mSDFT_{1/2c}$  y el  $RMS_{1c1m}$  tiene los menores errores. Por último, al igual que los *dips*, todos los algoritmos tienen un error y desviación menor al 25 % a excepción de los algoritmos  $PV_{1/c1m}$ ,  $PV_{q_{1/2c1m}}$  y  $DKF_{2e}$  que presentan el mayor error y la mayor desviación respectivamente.

Del análisis realizado anteriormente con señales sinusoidales se concluyó que el **DKF** lineal de 2 estados detecta el inicio y fin del evento rápidamente, siendo uno de los algoritmos más rápidos en la detección del evento. Sin embargo, al ensayarlo aquí con señales reales que contienen ruido y armónicos se pone en evidencia que, si bien tiene una alta inmunidad a este tipo de perturbaciones, su limitación radica en presentar inestabilidad y proporcionar resultados erróneos cuando no está bien sintonizado. A su vez, es sabido del análisis anterior con señales sinusoidales que, en función de la fase de inicio del evento varían ampliamente tanto los tiempos de detección como la magnitud de la tensión estimada. Si bien algunos autores han estudiado la influencia de sus parámetros de sintonización en su desempeño [67], no hay consenso y las técnicas de sintonización son poco rigurosas.

Un análisis más profundo de la inmunidad de estos algoritmos de detección ante contenido armónico, escalones de fase y frecuencia supera los alcances de esta tesis. Sin embargo, un estudio sobre este tema fue publicado en un congreso nacional (Strack, et al [68]) y se puede acceder al mismo para más información.

### 3.1. Métodos de detección de eventos de tensión

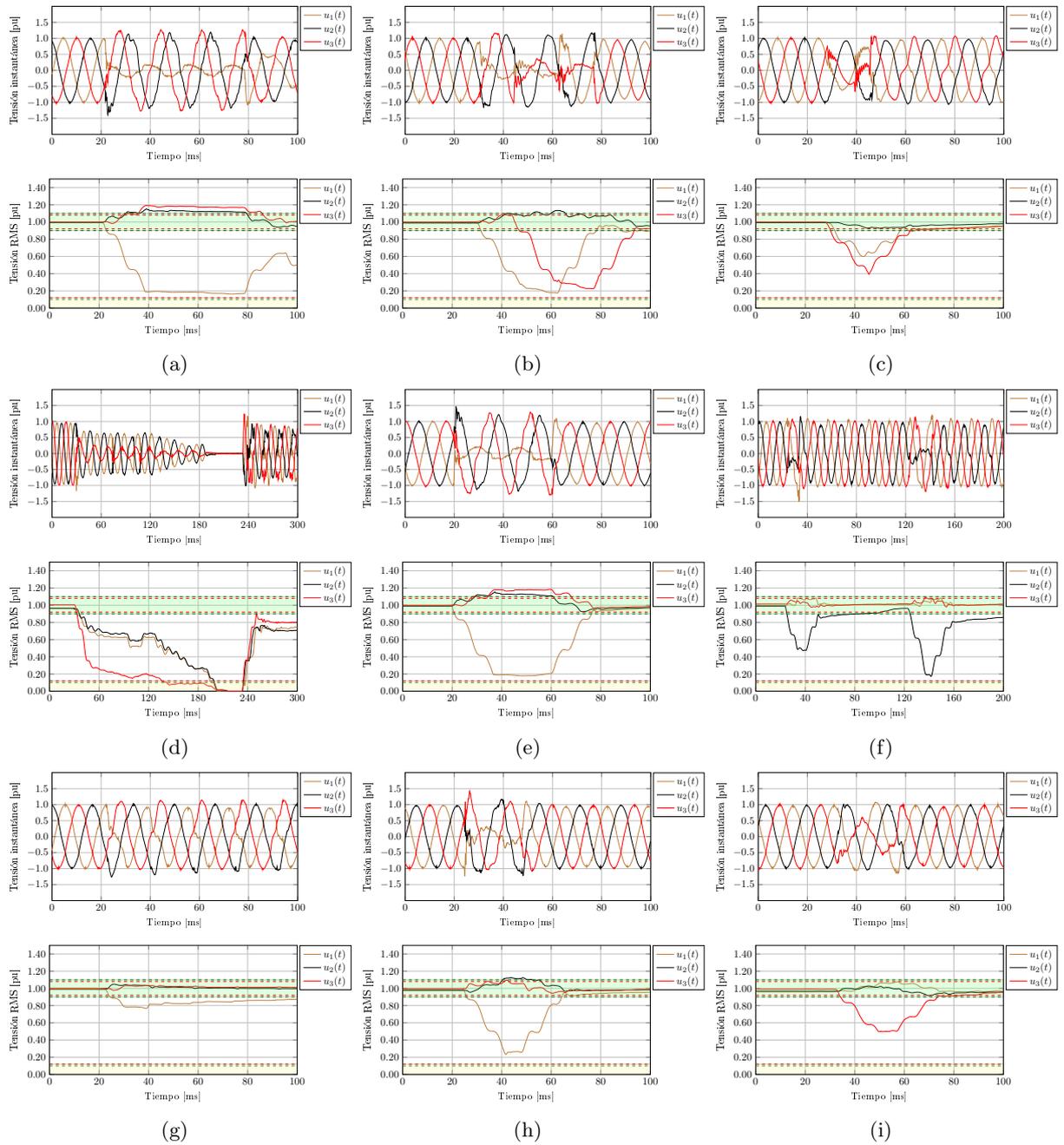


Figura 3.40.: Señales restantes extraídas de IEEE 1159.2 Working Group, Test waveforms.

Tabla 3.1.: Desempeño de los algoritmos bajo estudio en la detección de eventos reales provistos por el *IEEE 1159.2 Working Group* [66].

Wave	Fase	evento	$mSDFT_{1c}$			$mSDFT_{1/2c}$			$RMS_{1/2}$			$RMS_{1c1m}$		
			$V[pu]$	$d[ms]$	$ti[ms]$	$e_V[\%]$	$e_d[\%]$	$E_{ti}[ms]$	$e_V[\%]$	$e_d[\%]$	$E_{ti}[ms]$	$e_V[\%]$	$e_d[\%]$	$E_{ti}[ms]$
1	2	<i>dip</i>	0.4898	25.91	25.65	-50.74	-19.35	-3.25	37.14	-35.68	7.62	34.32	-26.13	1.30
1	3	<i>swell</i>	1.1535	34.77	10.35	7.29	40.88	-1.98	1.72	61.01	6.84	2.42	61.01	-0.33
3a	1	<i>dip</i>	0.1628	-	23.05	-4.92	-	-0.72	3.17	-	1.89	1.96	-	1.43
3a	2	<i>swell</i>	1.1523	49.22	30.79	4.70	-13.89	-7.16	-1.39	1.59	2.47	0.48	1.59	-0.46
3a	3	<i>swell</i>	1.1922	50.59	35.81	1.85	2.32	-7.42	-0.02	15.31	-2.54	0.39	13.00	-6.12
4	1	<i>dip</i>	0.1740	47.14	31.58	-9.55	-16.02	-0.52	22.13	-11.60	1.69	14.97	-10.77	0.59
4	2	<i>swell</i>	1.1338	13.87	52.47	1.98	-3.29	-0.46	-2.75	80.28	-10.87	0.27	4.69	-0.39
4	3	<i>dip</i>	0.2244	46.61	47.20	-19.20	-14.80	-1.43	17.69	-	11.07	17.45	-10.75	4.95
5	1	<i>dip</i>	0.5990	26.95	31.90	-5.40	-28.74	-0.65	11.52	-7.25	1.37	2.60	-5.07	0.72
5	3	<i>dip</i>	0.3922	33.20	30.21	-16.69	-26.67	-0.78	30.99	0.39	3.06	8.99	-4.31	0.46
6abc	1	<i>dip</i>	0.0996	165.10	32.94	-0.57	-2.88	-1.04	-90.17	0.95	8.66	-1.01	1.14	0.46
6abc	2	<i>dip</i>	0.0983	163.87	35.94	0.15	-3.54	-1.04	-68.21	1.71	5.66	1.07	0.60	0.39
6abc	3	<i>dip</i>	0.0985	108.59	33.40	0.03	-5.46	-0.85	-14.48	2.15	5.66	0.42	0.31	0.39
7	1	<i>dip</i>	0.1787	55.60	20.96	-2.98	-13.70	-0.59	3.05	4.92	3.97	2.66	-1.99	0.91
7	2	<i>swell</i>	1.1542	32.16	29.17	3.60	21.86	-7.49	-1.99	3.64	4.10	0.51	3.04	-0.59
7	3	<i>swell</i>	1.1840	34.11	34.44	2.65	18.89	-8.01	0.02	-2.29	7.16	0.80	21.76	-6.97
11a	2	<i>dip</i>	0.4736	76.17	25.13	-38.27	-23.93	-0.52	46.59	-1.53	8.14	38.83	-1.62	0.72
11b	2	<i>dip</i>	0.173	-	124.74	-42.07	-	-0.79	20.22	-	8.53	20.13	-	0.52
12	1	<i>dip</i>	0.7664	-	24.61	-23.12	-	-1.24	7.53	-	8.66	4.89	-	3.32
13	1	<i>dip</i>	0.2315	38.74	25.78	-9.33	-20.17	-0.46	17.54	-13.95	7.49	17.46	-11.09	4.04
13	2	<i>swell</i>	1.1246	15.63	40.43	1.46	31.67	-7.88	0.47	6.67	1.17	0.61	5.83	-0.52
15	3	<i>dip</i>	0.4964	48.96	34.25	-1.95	-15.82	-0.78	1.01	-14.89	7.36	0.92	-1.06	0.46

Tabla 3.2.: Desempeño de los algoritmos bajo estudio en la detección de eventos reales provistos por el *IEEE 1159.2 Working Group* [66].

Wave	Fase	evento	$RMS_{1/2c1m}$			$PV_{1/2c1m}$			$PV_{q1/2c1m}$		
			$e_V$ [%]	$e_d$ [%]	$E_{ti}$ [ms]	$e_V$ [%]	$e_d$ [%]	$E_{ti}$ [ms]	$e_V$ [%]	$e_d$ [%]	$E_{ti}$ [ms]
1	2	<i>dip</i>	-47.89	-44.72	-2.73	141.61	-56.28	8.53	-75.93	-67.59	-0.07
1	3	<i>swell</i>	8.72	50.31	-7.16	52.96	79.87	-9.51	-	-	-
3a	1	<i>dip</i>	-3.39	-	-0.39	-3.09	-	7.03	-17.89	-	4.56
3a	2	<i>swell</i>	4.92	14.55	-7.29	19.89	20.50	-8.27	5.28	-76.98	6.38
3a	3	<i>swell</i>	1.95	13.77	-7.61	7.09	20.59	-9.70	9.90	-77.22	3.58
4	1	<i>dip</i>	-2.22	-17.27	-0.33	34.81	-34.39	0.46	-49.95	-50.00	-1.69
4	2	<i>swell</i>	-0.78	-6.10	-18.49	3.44	287.79	-20.57	-	-	-
4	3	<i>dip</i>	-11.41	-15.92	-0.98	-10.79	-46.09	5.47	-68.70	-68.30	1.30
5	1	<i>dip</i>	-3.97	-31.88	-0.26	3.97	-43.24	2.21	-30.90	-32.85	-1.95
5	3	<i>dip</i>	-2.19	-28.43	-0.52	13.89	-56.08	1.17	-75.62	-48.43	-1.89
6abc	1	<i>dip</i>	-2.33	-2.56	-0.91	-2.03	-5.76	5.79	-4.12	-5.72	1.63
6abc	2	<i>dip</i>	0.98	-3.33	-0.85	-1.71	-4.65	2.34	0.10	-4.57	-1.82
6abc	3	<i>dip</i>	-0.91	-5.40	-0.85	-3.25	-6.94	2.34	-1.89	-6.94	-1.82
7	1	<i>dip</i>	-0.08	-14.40	-0.26	1.36	-41.80	7.29	-18.93	-37.35	4.75
7	2	<i>swell</i>	4.09	23.48	-7.75	27.43	34.21	-8.59	-	-	-
7	3	<i>swell</i>	3.47	20.23	-8.27	9.82	28.44	-9.70	-	-	-
11a	2	<i>dip</i>	-19.49	-24.36	-0.20	-	-	-	-62.26	-86.75	-1.37
11b	2	<i>dip</i>	-33.33	-	-0.39	-18.51	-	2.34	-42.96	-	-1.82
12	1	<i>dip</i>	-17.92	-	-1.04	-	-	-	-13.13	-	46.88
13	1	<i>dip</i>	7.90	-21.85	-0.07	33.92	-58.82	6.97	-57.29	-64.54	4.23
13	2	<i>swell</i>	2.05	49.58	-8.59	7.98	67.08	-9.90	-	-	-
15	3	<i>dip</i>	-1.43	-16.36	-0.59	12.17	-53.06	0.59	-20.07	-56.65	2.28

Tabla 3.3.: Desempeño de los algoritmos bajo estudio en la detección de eventos reales provistos por el *IEEE 1159.2 Working Group* [66].

Wave	Fase	evento	$DKF_{2e}$			$DKF_{12e}$		
			$e_V[\%]$	$e_d[\%]$	$E_{ti}[ms]$	$e_V[\%]$	$e_d[\%]$	$E_{ti}[ms]$
1	2	<i>dip</i>	-52.17	-55.78	-3.13	-49.99	-21.11	-3.26
1	3	<i>swell</i>	-	-	-	15.80	42.14	-7.16
3a	1	<i>dip</i>	-22.29	-	-0.65	-8.06	-	-1.23
3a	2	<i>swell</i>	41.19	-81.69	-8.40	4.49	11.90	-6.71
3a	3	<i>swell</i>	7.13	-82.75	-10.81	2.32	2.96	-8.01
4	1	<i>dip</i>	-43.87	-65.61	-1.82	-14.50	-15.88	-1.04
4	2	<i>swell</i>	-	-	-	2.02	-11.74	-0.85
4	3	<i>dip</i>	-33.88	-29.19	-2.86	-17.36	-14.94	-1.82
5	1	<i>dip</i>	-8.14	-61.59	-2.80	-10.11	-27.54	-1.24
5	3	<i>dip</i>	-86.38	-49.22	-1.95	-30.20	-27.06	-1.17
6abc	1	<i>dip</i>	-2.93	-3.71	-2.54	-0.38	-3.00	-1.30
6abc	2	<i>dip</i>	-0.58	-3.73	-3.65	1.40	-3.50	-1.56
6abc	3	<i>dip</i>	-27.20	-28.73	-3.65	-0.26	-5.40	-1.56
7	1	<i>dip</i>	-23.55	-28.45	-0.52	-6.09	-14.87	-0.39
7	2	<i>swell</i>	-	-	-	4.41	18.83	-6.97
7	3	<i>swell</i>	12.12	-65.46	15.76	6.98	18.32	-8.33
11a	2	<i>dip</i>	-82.19	-86.24	97.33	-39.25	-24.36	-1.04
11b	2	<i>dip</i>	-51.27	-	-2.28	-42.33	-	-1.17
12	1	<i>dip</i>	-	-	-	-25.33	-	-1.69
13	1	<i>dip</i>	-52.69	-41.51	-0.06	-11.96	-20.34	-0.91
13	2	<i>swell</i>	-	-	-	3.79	-14.17	-1.04
15	3	<i>dip</i>	-19.59	-49.60	-1.89	-4.43	-18.88	-1.37

Tabla 3.4.: Resumen del desempeño de los algoritmos bajo estudio en la detección de *dips* reales provistos por el *IEEE 1159.2 Working Group* [66].

Algoritmo	$\hat{e}_V$ [%]	$\sigma_{e_V}$ [%]	$\hat{e}_d$ [%]	$\sigma_{e_d}$ [%]	$\hat{e}_{ti}$ [ms]	$\sigma_{e_{ti}}$ [ms]
$mSDFT_{1/2c}$	-14.97	16.63	-15.92	8.60	-0.98	0.69
$RMS_{1/2}$	3.05	36.93	-6.80	11.85	6.06	3.02
$RMS_{1c1m}$	11.05	12.59	-5.90	7.83	1.38	1.48
$RMS_{1/2c1m}$	-9.18	14.83	-18.87	12.41	-0.69	0.64
$PV_{1/2c1m}$	15.56	40.94	-37.01	21.32	4.04	2.86
$PV_{q_{1/2c1m}}$	-35.97	27.42	-44.14	27.26	3.55	12.25
$DKF_{2e}$	-36.20	26.78	-41.95	24.59	4.97	26.61
$DKF_{12e}$	-17.26	16.47	-16.41	8.62	-1.38	0.62

Tabla 3.5.: Resumen del desempeño de los algoritmos bajo estudio en la detección de *swells* reales provistos por el *IEEE 1159.2 Working Group* [66].

Algoritmo	$\hat{e}_V$ [%]	$\sigma_{e_V}$ [%]	$\hat{e}_d$ [%]	$\sigma_{e_d}$ [%]	$\hat{e}_{ti}$ [ms]	$\sigma_{e_{ti}}$ [ms]
$mSDFT_{1/2c}$	3.36	2.06	14.06	19.72	-5.77	9.94
$RMS_{1/2}$	-0.56	1.55	23.74	32.97	1.19	6.28
$RMS_{1c1m}$	0.78	0.74	15.85	21.11	-2.20	2.98
$RMS_{1/2c1m}$	3.49	2.96	23.69	20.25	-9.31	4.08
$PV_{1/2c1m}$	18.37	17.38	76.93	95.83	-10.89	4.31
$PV_{q_{1/2c1m}}$	7.59	3.27	-77.10	0.17	4.98	1.98
$DKF_{2e}$	20.15	18.39	-76.33	9.69	-1.15	14.69
$DKF_{12e}$	5.69	4.75	9.75	19.54	-5.58	3.22

## 3.2 Segmentación de eventos de tensión

Los eventos de tensión en un sistema de potencia de transmisión o distribución de energía eléctrica son originados por diferentes causas eventuales, tales como cortocircuitos, energización de transformadores, arranque de motores, descargas atmosféricas, maniobras en las líneas que involucran la conexión o desconexión de grandes cargas, etc. Estos eventos directos perturban el sistema y pueden desencadenar otros eventos indirectos tales como la actuación de protecciones o la desconexión de cargas sensibles. Los eventos indirectos pueden modificar la evolución del evento directo generándose de esta manera eventos de etapas múltiples.

La segmentación consiste en dividir un evento en diferentes regiones, separando la señal en partes estacionarias y partes no estacionarias denominadas:

- *Segmentos de transición*: Son los segmentos donde la señal no es estacionaria, correspondientes al cambio repentino de la forma de onda de tensión o corriente o de su magnitud. Los segmentos de transición están normalmente relacionados con eventos o acciones en el sistema de potencia, tales como comienzo, desarrollo o término de una falla, apertura o cierre de interruptores, etc.
- *Segmentos de evento*: Es un segmento localizado entre dos segmentos de transición adyacentes y la señal es estacionaria o cuasi-estacionaria. Este tipo de segmento es el utilizado para realizar la caracterización de un evento de PQ.

Comúnmente, además de estos dos tipos de segmentos, un registro de evento contiene un segmento anterior al mismo (pre-evento) y un segmento posterior a la recuperación del estado normal del sistema (post-evento). Por tanto, el primer paso para la segmentación del evento consiste en la localización de los segmentos de transición. Luego, los segmentos de eventos quedan bordeados por los segmentos de transición. Como se observa en la Figura 3.41 la perturbación está subdividida en cinco regiones: un segmento pre-evento, el primer segmento de transición que indica el inicio del evento (primer área sombreada), el segmento de evento o duración de la falla (entre ambas áreas sombreadas), el segundo segmento de transición que indica el fin del evento (segunda área sombreada), y el segmento post-evento, (posterior a la segunda área sombreada).

En general, para propósitos de segmentación, se diseña un detector para monitorear una o más características de la señal en cuestión y proveer una alarma o una bandera en caso de detectar cambios. Para el diseño del detector se pueden seguir varias opciones [69]. Algunas de ellas son:

- Detección basada en cambios en la magnitud de tensión.
- Detección basada en las componentes de alta frecuencia de las señales de tensión.
- Detección basada en modelos: consiste en el seguimiento de qué tan bien se ajusta el modelo a los datos reales, configurando en forma apropiada la medición y detección de cambios.

Independientemente de la opción elegida, la mayoría de los métodos de detección y segmentación usan un *parámetro de detección* (del inglés *detection parameter*, DP) con un umbral para determinar cuando tienen lugar las transiciones. Una de las tareas más críticas es hallar un umbral que sea representativo para detectar eventos y que al mismo tiempo tenga

una baja tasa de falsas alarmas. Además, existe otra debilidad en los métodos de detección y segmentación, el retraso en la localización del inicio de una transición, debido, por ejemplo, a la aplicación de filtros y al procesamiento que implica la comparación del DP con el valor del umbral establecido. Como consecuencia, la localización temporal de la ocurrencia del evento no forma parte del segmento de transición [70, 71].

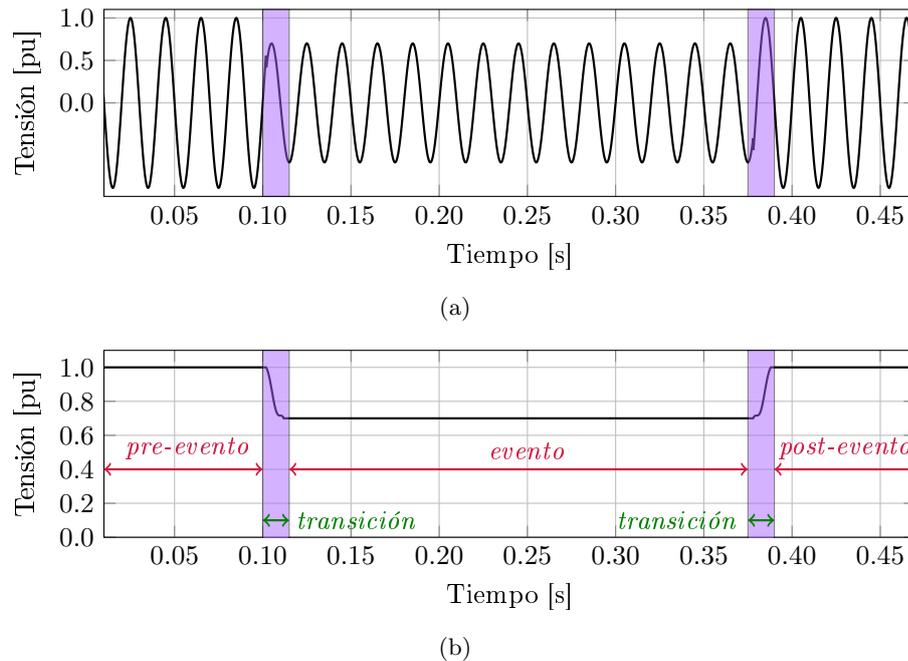


Figura 3.41.: División de un evento en segmentos: (a) Señal sinusoidal de un evento con indicación de los segmentos de transición; (b) Valor RMS del evento analizado con indicación de los segmentos de transición y segmentos de evento.

Muchos métodos utilizados para la segmentación derivan de aquellos que fueron abordados en la sección anterior. En esta sección se describe una metodología que se destaca entre otras por sus ventajas, y porque aun en la actualidad diversos autores la utilizan y proponen mejoras al respecto.

### 3.2.1 Segmentación causal y anti-causal

En la Fig. 3.42 se observa que la segmentación convencional implementada en dirección temporal hacia adelante (causal) no proporciona una estimación exacta de la transición que precede al evento con respecto al instante inicial de dicha transición.

A fin de solucionar este inconveniente, Cuong Le [72] propone un método de segmentación denominado *causal y anti-causal* (del inglés *causal and anti-causal*, CaC). La segmentación CaC se basa en integrarle a la tradicional ventana deslizante causal, una ventana deslizante anti-causal que se mueve en sentido contrario. Analizando la combinación de estas dos ventanas, se obtiene la localización del instante de tiempo en el que tiene lugar la transición con un alto nivel de exactitud. Un ejemplo de este efecto se muestra en la Fig. 3.43, donde el área sombreada resultado de la segmentación CaC comprende la ocurrencia del evento.

### 3. Estado del arte

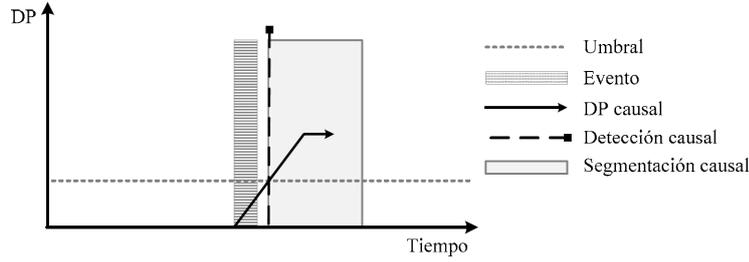


Figura 3.42.: Concepto de segmentación causal de un evento.

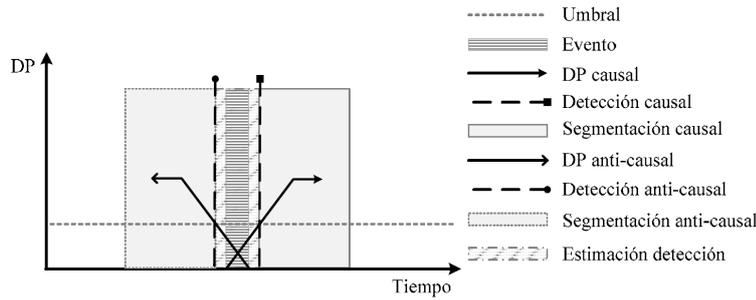


Figura 3.43.: Concepto de segmentación anticausal de un evento

Este concepto de ventana causal y anti-causal se aplica en el trabajo de Cuong Le [72] para mejorar la estimación temporal del inicio del evento utilizando el residuo de un filtro de Kalman. En ese trabajo se realiza una clasificación de transiciones en lentas o rápidas teniendo en cuenta los segmentos de transición CaC. Cuando los segmentos CaC están superpuestos la transición se considera lenta, si por el contrario existe un lapso entre ambos segmentos la transición se considera rápida. Para determinar si los segmentos están superpuestos o existe una distancia de tiempo entre ellos se comparan los puntos de disparo de las dos ventanas deslizantes, es decir, el instante de *tiempo causal* ( $T_c$ ) y el instante de *tiempo anti-causal* ( $T_{ac}$ ):

- Si  $T_c < T_{ac}$ , se considera una *transición lenta*. La duración estimada de la transición es la duración de la superposición determinada por la ecuación (3.42):

$$D_0 = [T_c, T_{ac}] \quad (3.42)$$

- Si  $T_c > T_{ac}$ , se considera una *transición rápida*. La localización del instante de la transición es determinada como la mitad del lapso existente entre los dos instantes de disparo, como indica la ecuación (3.43)

$$T_0 = (T_c + T_{ac})/2 \quad (3.43)$$

### 3.3 Algoritmos de clasificación de eventos de tensión

Como se mencionó en el Capítulo 1, los eventos provocan principalmente perjuicios económicos para los usuarios. Por esta razón, es necesario contar con la capacidad de evaluarlos en forma automática, clasificándolos y, de ser posible, identificando las causas que los producen, para intervenir en el sistema y reducir los efectos adversos en los usuarios.

Existen diversas formas de clasificar los eventos: por el número de fases involucradas, por la severidad en la magnitud, por la duración, por una combinación de ambas, etc. En esta tesis se plantea el uso de criterios de clasificación más descriptivos, o complejos, que permitan asociar eventos a ciertos modelos predefinidos que son representativos de fallas típicas. Para ello, se va a emplear como punto de partida el libro de Bollen & Gu [6], en donde se plantean dos criterios que se destacan en la literatura especializada, y que han sido referenciados en numerosos artículos de investigación:

- **criterio de clasificación de eventos de tensión basado en las componentes simétricas (ACD)**: se distinguen tres tipos de *dips* trifásicos, los *dips* balanceados tipo A (presentan la misma tensión residual en las tres fases), y los *dips* desbalanceados tipo C (menor tensión residual en dos fases) y D (menor tensión residual en una fase y mayor tensión residual en las otras dos fases). Los *dips* tipo C y D se subdividen de acuerdo a la fase de simetría (la fase con mayor tensión residual en el *dip* tipo C y la fase con menor tensión residual en el *dip* tipo D). Se obtienen así en total seis tipos de *dips* desbalanceados y un *dip* balanceado que es un caso particular de los anteriores. En el Apéndice A se desarrollan con mayor profundidad y se presentan los diagramas fasoriales con sus respectivas ecuaciones. Allí se presenta el único evento balanceado y los dos eventos desbalanceados, utilizando para estos últimos la fase *a* como referencia, sin embargo, los mismos también pueden tener como referencia la fase *b* ó *c* dando lugar a un total de siete  $(1+2*3)$  eventos en total.
- **criterio de clasificación de eventos de tensión basado en modelos teóricos de fallas típicas (ABC)**: Se distinguen siete tipos de *dips* trifásicos. El *dip* balanceado tipo A (similar al tipo A del criterio ACD), los *dips* desbalanceados con la menor tensión residual en una fase conocidos como tipo B, D y F (el tipo D se corresponde con el tipo D del criterio ACD), y los *dips* desbalanceados con la menor tensión residual en dos fases, conocidos como tipo C, E y G (el tipo C se corresponde con el tipo C del criterio ACD). En la tesis doctoral de Ignatova [73] se propusieron tres tipos de eventos adicionales a este criterio ABC, que a diferencia de los planteados por Bollen, que sólo representan *dips* de tensión, estos caracterizan tres *swells* de tensión. El evento tipo H presenta *swells* de tensión en dos fases y un *dip* en la fase restante, mientras que los eventos tipo I\* e I\*\* presentan un *swell* en una de las fases y *dips* en las otras dos. En el Apéndice B se desarrollan con mayor profundidad y se presentan los diagramas fasoriales con sus respectivas ecuaciones. Allí se presenta el único evento balanceado y los nueve eventos desbalanceados, utilizando para estos últimos la fase *a* como referencia, sin embargo, estos eventos también pueden tener como referencia la fase *b* ó *c* dando lugar a un total de veintiocho  $(1+3*9)$  eventos en total.

La clasificación ACD es más general y contiene a la mayoría de los eventos de tensión desbalanceados, lo cuál resulta conveniente para clasificaciones más generales. Por otro lado,

### 3. Estado del arte

la clasificación ABC es más descriptiva, puesto que tiene más variedad de eventos de tensión y en consecuencia, brinda más detalles a la hora de establecer una relación entre los eventos clasificados y los tipos de fallas que los causaron, y permite analizar la propagación de los mismos a través de transformadores de potencia con diferentes grupos de conexión. Por esta razón se adopta esta última en todos los algoritmos de clasificación analizados en esta tesis, al igual que en [74, 75, 76].

En la Figura 3.44 se sintetiza un diagrama de flujo de la clasificación ABC basada en mediciones obtenidas a través de la clasificación ACD. Este diagrama se realizó a partir de una adaptación del criterio expuesto en el trabajo de Bollen & Gu [6].

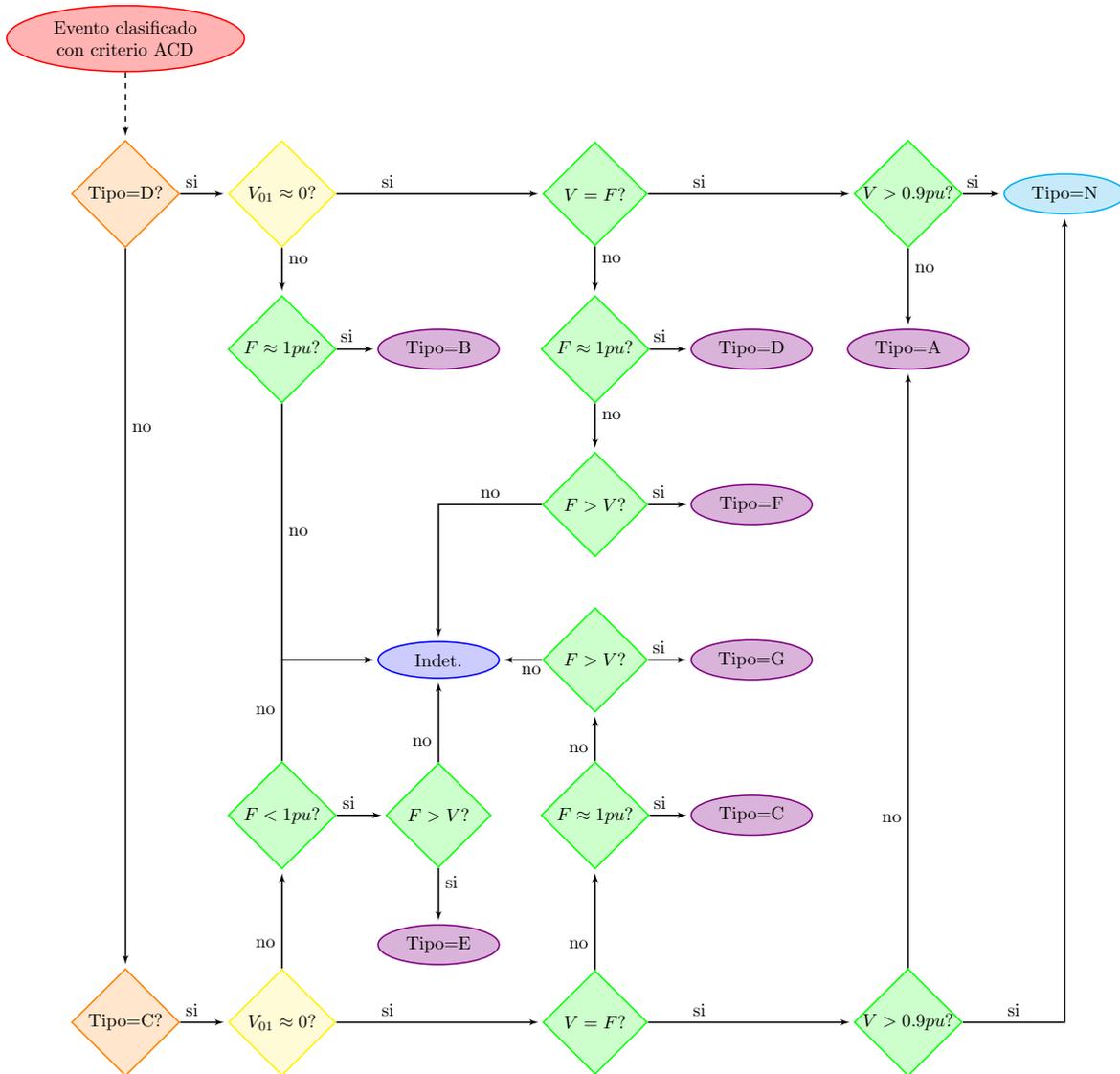


Figura 3.44.: Clasificación ABC basada en mediciones obtenidas a través de la clasificación ACD.

En la bibliografía existen numerosos métodos de clasificación de eventos de tensión. Los mismos varían en función del criterio de clasificación que utilizan y fundamentalmente de las herramientas utilizadas para procesar los datos a partir de los cuales realizan la clasificación.

En base a esta premisa, se pueden organizar los métodos de clasificación de acuerdo al siguiente diagrama conceptual.

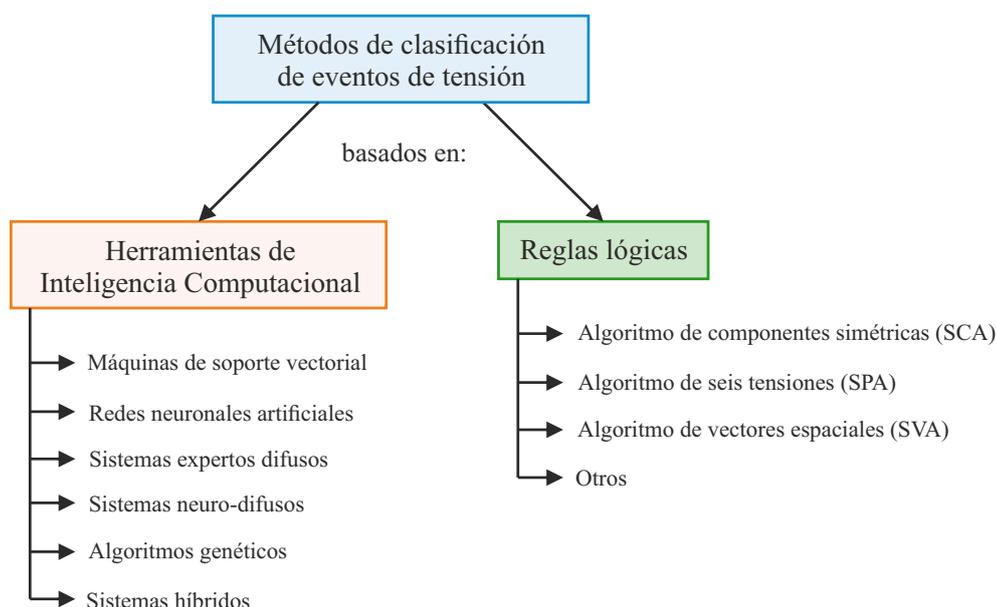


Figura 3.45.: Métodos de clasificación de eventos de tensión.

Los algoritmos de clasificación de eventos basados en herramientas de inteligencia computacional [77, 78] han demostrado tener un buen desempeño en entornos de simulación. Sin embargo, el mismo depende en gran medida del conjunto de datos con el que se entrenó o configuró el algoritmo. Al mismo tiempo presentan un alto nivel de complejidad matemática, por lo cual su implementación en un *procesador de señales digitales* (del inglés *digital signal processing*, DSP) resulta en un elevado requerimiento computacional. Por otro lado, los algoritmos de clasificación de eventos que utilizan reglas lógicas [79, 80, 81, 82] son simples, no requieren de datos de entrenamiento que afecten su desempeño y presentan un bajo requerimiento de cómputo. Es este sentido, teniendo en cuenta que el principal objetivo de esta tesis es implementar algoritmos de detección, segmentación y clasificación de eventos de tensión en un instrumento de calidad de la energía, se analizarán en detalles aquellos métodos presentes en la bibliografía basados en reglas lógicas.

#### 3.3.1 Algoritmo de Componentes Simétricas (SCA - Symmetrical Components Algorithm)

El *algoritmo de componentes simétricas* (del inglés *symmetrical components algorithm*, SCA), propuesto en el trabajo de M. H. Bollen [79], usa la expresión 3.44 para clasificar eventos de tensión de acuerdo al criterio ACD [6]. Como se observa, y tal como su nombre lo indica, el mismo utiliza la información proveniente de las componentes simétricas de la terna de tensiones fundamentales, por lo cual es necesario disponer de las mismas para su implementación. Su

### 3. Estado del arte

principio de funcionamiento se basa en calcular el siguiente parámetro:

$$T = \frac{1}{60^\circ} \arg \left\{ \frac{\dot{V}_{-1}}{1 - \dot{V}_{+1}} \right\} \quad (3.44)$$

donde  $\dot{V}_{-1}$  y  $\dot{V}_{+1}$  son las componentes de secuencia negativa y positiva de la terna fundamental de tensiones respectivamente. El valor de  $T$  se aproxima al entero inferior o superior más cercano y puede tomar valores entre 0 y 5. A partir de este parámetro, es posible definir el tipo de evento en la clasificación **ACD**, como se puede observar en la Tabla 3.6 y en la Fig. 3.46, donde se sintetizan los pasos del algoritmo a través de un diagrama de flujo.

Tabla 3.6.: Determinación del tipo de evento en la clasificación ACD por el algoritmo SCA.

Tipo de evento	$C_a$	$D_c$	$C_b$	$D_a$	$C_c$	$D_b$
<b>T</b>	0	1	2	3	4	5

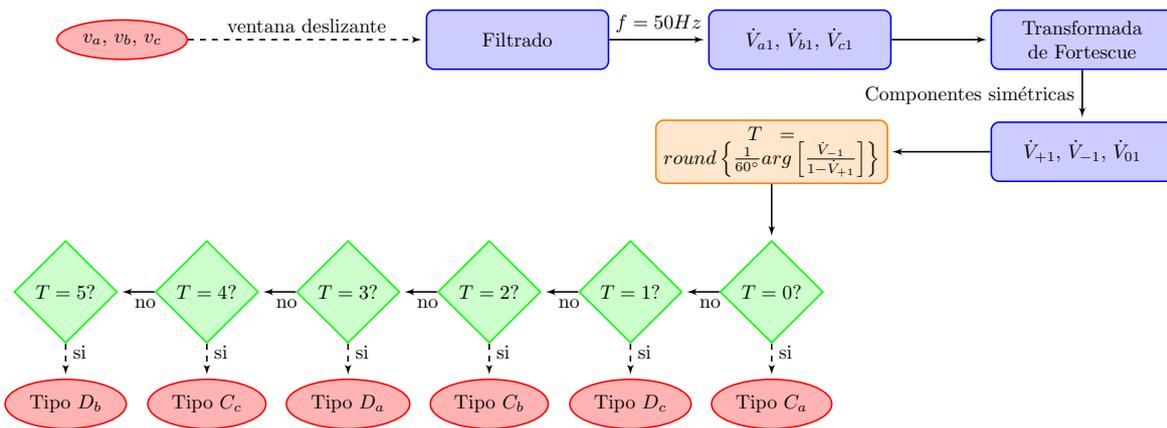


Figura 3.46.: Diagrama de flujo del algoritmo de clasificación SCA, según el criterio ACD.

Si bien este algoritmo fue concebido para el criterio de clasificación **ACD**, es posible utilizarlo como base para clasificar eventos de acuerdo al **ABC** [6]. Para esto es necesario obtener tres parámetros adicionales: la tensión característica  $V$ , el factor  $F$  y la componente de secuencia cero de la tensión fundamental  $V_{01}$ . Los parámetros  $V$  y  $F$  son estimados desde la ecuación (3.45), tal como se describe en el trabajo de Bollen & Gu [6], y  $|V_{01}|$  es obtenida desde (3.46).

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{+1} - b^{6-T} V_{-1} \\ V_{+1} + b^{6-T} V_{-1} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

$$V_{01} = \frac{V_{a1} + V_{b1} + V_{c1}}{3} \quad (3.46)$$

donde  $b = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3}$  es un versor que genera una rotación positiva de  $60^\circ$  y  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$  y  $V_{c1}$  son los fasores de las tres líneas. Finalmente, ingresando con el parámetro  $T$  y los valores de  $V_{01}$ ,  $F$  y  $V$  a la Tabla 3.7 (realizada a partir de una adaptación del trabajo de Bollen & Gu [6]), se obtiene el tipo de evento de la clasificación **ABC** y las líneas afectadas.

Tabla 3.7.: Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SCA.

T	Variables de entrada		Salida	
	$ V_{01} [\text{pu}]$	$ F [\text{pu}]$	Tipo	Fase afectada
3				<i>a</i>
5	$\geq 0.033$	$>  V $ y $\geq 0.967$	<i>B</i>	<i>b</i>
1				<i>c</i>
4				<i>a y b</i>
0	$< 0.033$	$>  V $ y $\geq 0.967$	<i>C</i>	<i>b y c</i>
2				<i>c y a</i>
3				<i>a</i>
5	$< 0.033$	$>  V $ y $\geq 0.967$	<i>D</i>	<i>b</i>
1				<i>c</i>
4				<i>a y b</i>
0	$\geq 0.033$	$>  V $ y $< 0.967$	<i>E</i>	<i>b y c</i>
2				<i>c y a</i>
3				<i>a</i>
5	$< 0.033$	$>  V $ y $< 0.967$	<i>F</i>	<i>b</i>
1				<i>c</i>
4				<i>a y b</i>
0	$< 0.033$	$>  V $ y $< 0.967$	<i>G</i>	<i>b y c</i>
2				<i>c y a</i>
–	$< 0.033$	$\approx  V $ y $\leq 0.9$	<i>A</i>	<i>a, b, c</i>
–	$< 0.033$	$\approx  V $ y $> 0.9$ y $< 1.1$	<i>N</i>	–

Nota 1: Tipo *N* corresponde al estado normal de la red, es decir, sin la ocurrencia de alguna falla.

Nota 2: Todas las tensiones están expresadas en [pu] respecto de la tensión nominal o declarada de la red.

### 3.3.2 Algoritmo de Seis Fases (SPA - Six Phases Algorithm)

El *algoritmo de seis fases* (del inglés *six phases algorithm*, SPA), propuesto también en [79], utiliza únicamente las magnitudes eficaces de las tres tensiones simples (entre línea y neutro) (3.47) y de las tres tensiones compuestas (entre líneas) (3.48) desafectando previamente la componente de secuencia homopolar. Esto último se debe a que este algoritmo fue concebido para clasificar eventos de tensión de acuerdo al criterio de clasificación ACD, cuyos tres tipos de eventos (A, C y D) tienen como característica particular componente homopolar nula.

$$\begin{bmatrix} V_{A1} \\ V_{B1} \\ V_{C1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_{a1} - V_{01}| \\ |V_{b1} - V_{01}| \\ |V_{c1} - V_{01}| \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$\begin{bmatrix} V_{AB1} \\ V_{BC1} \\ V_{CA1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_{a1} - V_{b1}|/\sqrt{3} \\ |V_{b1} - V_{c1}|/\sqrt{3} \\ |V_{c1} - V_{a1}|/\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

El tipo de evento es determinado por la menor tensión eficaz de las seis tensiones, como se muestra en la Tabla 3.8 y en la Fig. 3.47, donde se sintetizan los pasos del algoritmo a través de un diagrama de flujo.

Tabla 3.8.: Determinación del tipo de evento en la clasificación ACD por el algoritmo SPA.

Tipo de evento	$C_a$	$D_c$	$C_b$	$D_a$	$C_c$	$D_b$
Menor Tensión	$V_{BC1}$	$V_{C1}$	$V_{CA1}$	$V_{A1}$	$V_{AB1}$	$V_{B1}$

### 3. Estado del arte

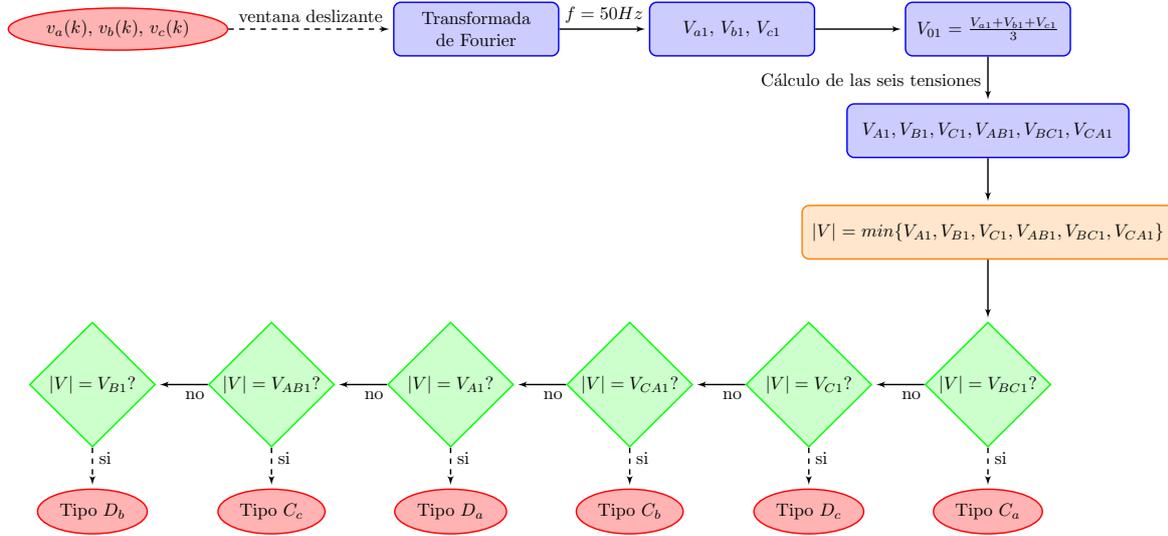


Figura 3.47.: Clasificación del algoritmo SPA en el criterio ACD.

Tal como sucede con el algoritmo **SCA**, es interesante conocer el tipo de evento de acuerdo al criterio de clasificación **ABC**, así como las líneas afectadas. Para esto es necesario estimar las variables adicionales  $V_{01}$ , la cual es calculada con la expresión (3.46),  $|V|$  y  $|F|$ . En este caso, estas últimas se pueden aproximar con las ecuaciones de la expresión (3.49):

$$\begin{bmatrix} |V| \\ |F| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \min\{V_{A1}, V_{B1}, V_{C1}, V_{AB1}, V_{BC1}, V_{CA1}\} \\ \max\{V_{A1}, V_{B1}, V_{C1}, V_{AB1}, V_{BC1}, V_{CA1}\} \end{bmatrix} \quad (3.49)$$

Por último, a partir de estas variables auxiliares y la menor de las seis tensiones se ingresa a la Tabla 3.9 (realizada a partir de una adaptación del trabajo de Bollen & Gu [6]) y se obtiene el tipo de evento en el criterio de clasificación **ABC**.

Tabla 3.9.: Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SPA.

Variables de entrada			Salida	
Menor tensión	$ \dot{V}_{01} [\text{pu}]$	$ \dot{V} [\text{pu}]$	Tipo	Fase afectada
$\dot{V}_{A1}$	$\geq 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } \geq 0.967$	$B$	$a$
$\dot{V}_{B1}$				$b$
$\dot{V}_{C1}$				$c$
$\dot{V}_{AB1}$	$< 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } \geq 0.967$	$C$	$a \text{ y } b$
$\dot{V}_{BC1}$				$b \text{ y } c$
$\dot{V}_{CA1}$				$c \text{ y } a$
$\dot{V}_{A1}$	$< 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } \geq 0.967$	$D$	$a$
$\dot{V}_{B1}$				$b$
$\dot{V}_{C1}$				$c$
$\dot{V}_{A1}$	$\geq 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } < 0.967$	$E$	$a \text{ y } b$
$\dot{V}_{BC1}$				$b \text{ y } c$
$\dot{V}_{CA1}$				$c \text{ y } a$
$\dot{V}_{A1}$	$< 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } < 0.967$	$F$	$a$
$\dot{V}_{B1}$				$b$
$\dot{V}_{C1}$				$c$
$\dot{V}_{A1}$	$< 0.033$	$>  \dot{V}  \text{ y } < 0.967$	$G$	$a \text{ y } b$
$\dot{V}_{BC1}$				$b \text{ y } c$
$\dot{V}_{CA1}$				$c \text{ y } a$
–	$< 0.033$	$\approx  \dot{V}  \text{ y } \leq 0.9$	$A$	$a, b, c$
–	$< 0.033$	$\approx  \dot{V}  \text{ y } > 0.9 \text{ y } < 1.1$	$N$	–

Nota 1: Tipo  $N$  corresponde al estado normal de la red, es decir, sin la ocurrencia de alguna falla.

Nota 2: Todas las tensiones están expresadas en [pu] respecto de la tensión nominal o declarada de la red.

### 3.3.3 Algoritmo de Vector Espacial (SVA - Space Vector Algorithm)

En los trabajos de Ignatova *et al* [80, 74, 73], se presenta una técnica para detectar y clasificar eventos de tensión basada en el análisis de la trayectoria del vector espacial en el plano complejo. El *algoritmo de vector espacial* (del inglés *space vector algorithm*, **SVA**) se fundamenta en la transformación de vectores espaciales, que consiste en calcular un fasor (3.50), cuya magnitud y ángulo de fase son representativos de las tres tensiones simples. Así, la cantidad de información requerida para representar la terna de tensiones es reducida.

$$v_e(t) = \frac{2}{3} [v_a(t) + av_b(t) + a^2v_c(t)] \quad (3.50)$$

donde  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$  es un versor que genera una rotación positiva de  $120^\circ$ .

En un sistema trifásico simétrico, las tres tensiones tienen la misma magnitud y están rotadas  $120^\circ$  entre sí. Así, la trayectoria del vector espacial es un círculo de radio unitario. En [74], se demuestra que un *dip* simétrico describe un círculo con un radio proporcional a la profundidad del evento, mientras que un *dip* asimétrico describe una elipse. Para distinguir entre los diferentes tipos de eventos, se recurre al análisis de los parámetros de la elipse (3.51), descritos en la Fig. 3.48, y la tensión de secuencia cero (3.46).

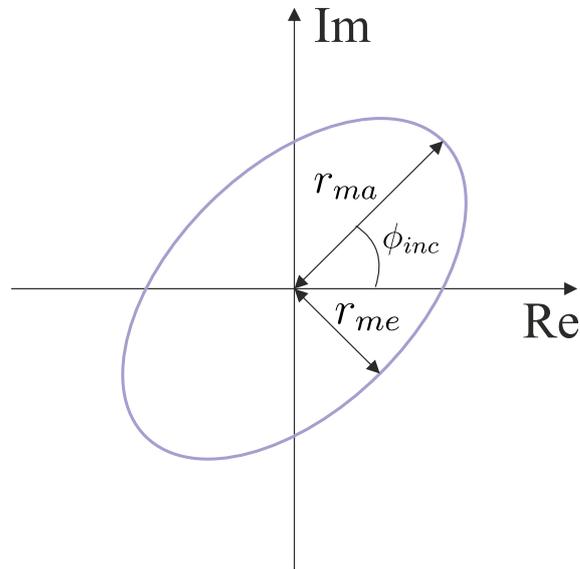


Figura 3.48.: Parámetros de la elipse formada por la trayectoria del vector espacial.

$$\begin{bmatrix} r_{ma} \\ r_{me} \\ \phi_{inc} \\ SI \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_{+1}| + |V_{-1}| \\ ||V_{+1}| - |V_{-1}|| \\ \frac{1}{2}(\phi_{+1} + \phi_{-1}) \\ \frac{r_{me}}{r_{ma}} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

donde  $r_{ma}$ ,  $r_{me}$ ,  $\phi_{inc}$  y  $SI$  son el eje mayor, eje menor, ángulo de inclinación e índice de forma (*shape index*), respectivamente, mientras que  $\phi_{+1}$  y  $\phi_{-1}$  son los ángulos de fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión fundamental, respectivamente.

El método de clasificación se muestra en la Tabla 3.10, en la cual se puede notar que, a diferencia de los métodos descritos previamente, el **SVA** fue concebido para clasificar *dips* en el criterio **ABC**, y sobretensiones que afectan una línea (tipo *H*) o dos líneas (tipo *I\** y *I\*\**).

En la Fig. 3.49 se presenta un diagrama de flujo del **SVA**, en el cual se aprecia el proceso de clasificación del mismo, tanto para determinar el tipo de evento (letra principal) como las líneas afectadas (letra subíndice).

### 3.3. Algoritmos de clasificación de eventos de tensión

Tabla 3.10.: Determinación del tipo de evento ABC y fases afectadas con el algoritmo SVA.

SI	Variables de entrada				Salida	
	$\phi_{inc}$	$\phi_{01} - \phi_{+1}$	$ V_{01} [pu]$	$r_{ma}[pu]$	Tipo	Fase
< 1	$-90 \pm 15^\circ$	—	$\geq 0.033$	$\geq 0.967$	<i>B</i>	<i>a</i>
	$-30 \pm 15^\circ$	—				<i>b</i>
	$30 \pm 15^\circ$	—				<i>c</i>
< 1	$-60 \pm 15^\circ$	—	$< 0.033$	$\geq 0.960$	<i>C</i>	<i>a y b</i>
	$0 \pm 15^\circ$	—				<i>b y c</i>
	$60 \pm 15^\circ$	—				<i>c y a</i>
< 1	$-90 \pm 15^\circ$	—	$< 0.033$	$\geq 0.967$	<i>D</i>	<i>a</i>
	$-30 \pm 15^\circ$	—				<i>b</i>
	$30 \pm 15^\circ$	—				<i>c</i>
< 1	$-60 \pm 15^\circ$	—	$\geq 0.033$	$< 0.967$	<i>E</i>	<i>a y b</i>
	$0 \pm 15^\circ$	—				<i>b y c</i>
	$60 \pm 15^\circ$	—				<i>c y a</i>
< 1	$-90 \pm 15^\circ$	—	$< 0.033$	$< 0.967$	<i>F</i>	<i>a</i>
	$-30 \pm 15^\circ$	—				<i>b</i>
	$30 \pm 15^\circ$	—				<i>c</i>
< 1	$-60 \pm 15^\circ$	—	$< 0.033$	$< 0.960$	<i>G</i>	<i>a y b</i>
	$0 \pm 15^\circ$	—				<i>b y c</i>
	$60 \pm 15^\circ$	—				<i>c y a</i>
$\approx 1$	—	—	$< 0.1$	$\leq 0.9$	<i>A</i>	<i>a, b, c</i>
$\approx 1$	—	—	$< 0.1$	$> 0.9$ and $< 1.1$	<i>N</i>	—
$\approx 1$	—	$0 \pm 15^\circ$	$\geq 0.1$	—	<i>H</i>	<i>a</i>
		$60 \pm 15^\circ$				<i>b</i>
		$-60 \pm 15^\circ$				<i>c</i>
$\approx 1$	—	$-60 \pm 15^\circ$	$\geq 0.1$	—	<i>I*</i>	<i>a y b</i>
		$0 \pm 15^\circ$				<i>b y c</i>
		$60 \pm 15^\circ$				<i>c y a</i>
< 1	—	$-60 \pm 15^\circ$	$\geq 0.033$	$\geq 0.967$	<i>I**</i>	<i>a y b</i>
		$0 \pm 15^\circ$				<i>b y c</i>
		$60 \pm 15^\circ$				<i>c y a</i>

Nota 1: Tipo *N* corresponde al estado normal de la red, es decir, sin la ocurrencia de alguna falla.

Nota 2: Todas las tensiones están expresadas en [pu] respecto de la tensión nominal o declarada de la red.

Nota 3: Para discernir entre los swells tipo *H* e *I\** se determina la cantidad de tensiones de fase que superan el umbral de 1.1pu.

3. Estado del arte

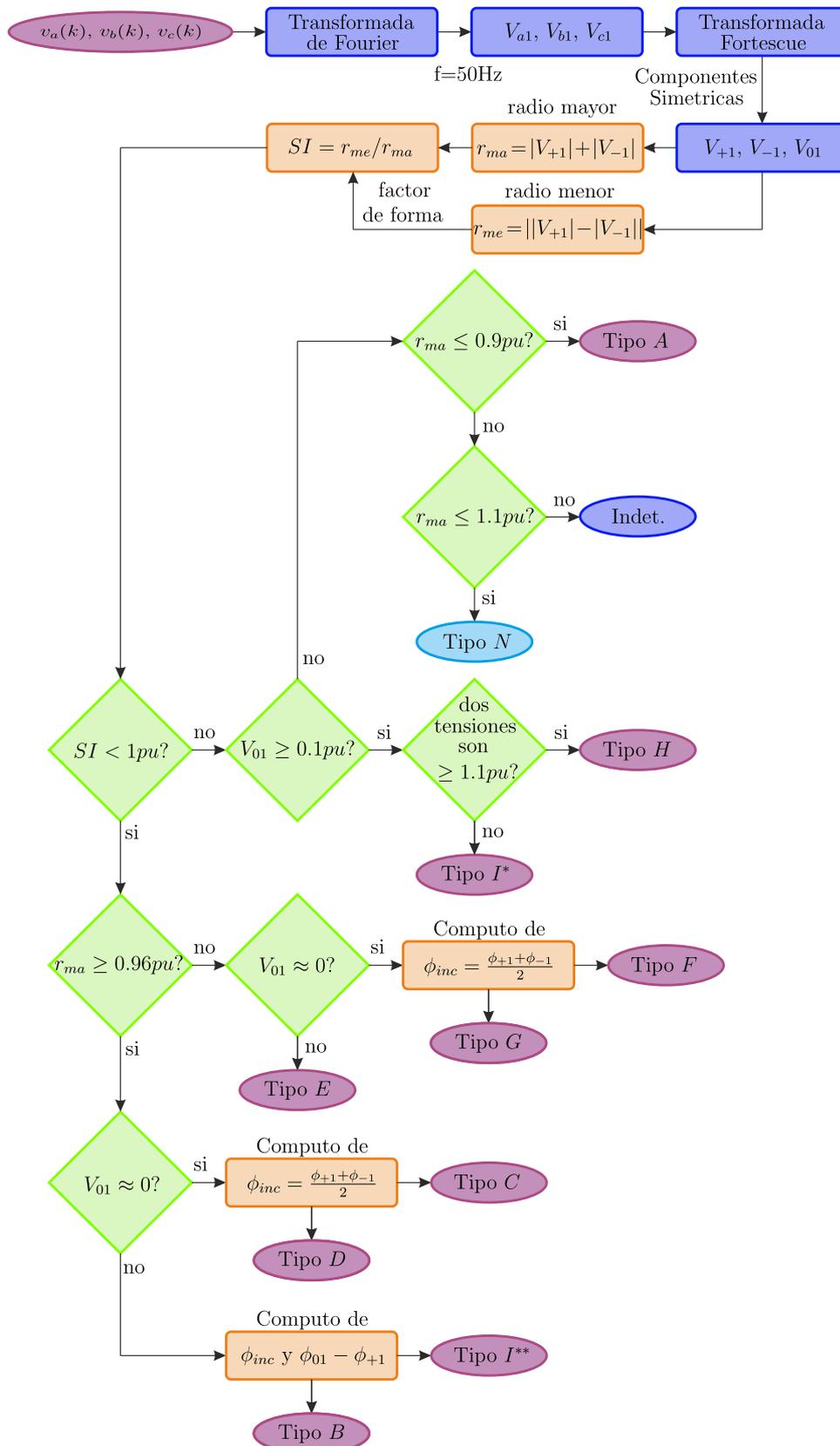


Figura 3.49.: Clasificación del algoritmo SVA en el criterio ABC.

### 3.3.4 Otros algoritmos de clasificación de eventos

A continuación se presentan otros dos algoritmos de clasificación de eventos de menor relevancia en la literatura. Estos algoritmos, al igual que los tres presentados anteriormente se basan en el cálculo de determinados parámetros característicos y la comparación de los mismos con umbrales o rangos fijos por medio de reglas lógicas.

#### 3.3.4.1 Algoritmo de Tres Fases - Tres Ángulos (TP-TA - Three Phases Three Angles)

El *algoritmo de tres fases - tres ángulos* (del inglés *three phases three angles*, **TP-TA**) se trata de un algoritmo concebido para clasificar eventos bajo el criterio **ACD**. El mismo emplea información provista por las tres tensiones simples y los tres ángulos comprendidos entre las mismas. El algoritmo **TP-TA** propuesto por Madrigal & Rocha [81] está basado en la tensión eficaz remanente ( $RV$ ), la tensión remanente inversa ( $IRV$ ), el delta de tensión remanente inversa ( $\Delta IRV$ ) y la separación angular entre fases ( $\alpha$ ,  $\beta$ , y  $\gamma$ ), indicadas en la Fig. 3.50.

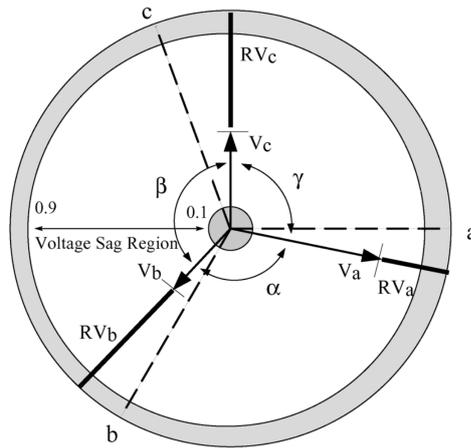


Figura 3.50.: Parámetros del algoritmo TP-TA. Figura extraída del trabajo de Madrigal & Rocha [81].

La tensión  $RV$  (3.52) representa la disminución de tensión durante la ocurrencia del evento expresada en pu:

$$\begin{aligned} RV_a &= |1 - rms\{V_a\}| \\ RV_b &= |1 - rms\{V_b\}| \\ RV_c &= |1 - rms\{V_c\}| \end{aligned} \quad (3.52)$$

y la tensión  $IRV$  (3.53) es la disminución de tensión  $RV$  en cada línea relativa a la menor tensión  $RV$ , dada por:

$$\begin{aligned} IRV_a &= RV_a / RV_{min} \\ IRV_b &= RV_b / RV_{min} \\ IRV_c &= RV_c / RV_{min} \end{aligned} \quad (3.53)$$

### 3. Estado del arte

donde la  $RV_{min}$  es el menor valor de las tres tensiones  $RV_a, RV_b, RV_c$ .

La  $\Delta IRV$  (3.54) se obtiene con la expresión:

$$\Delta IRV = IRV_{max1} - IRV_{max2} \quad (3.54)$$

donde  $IRV_{max1}$  e  $IRV_{max2}$  son los dos valores más altos de las tres tensiones  $IRV_a, IRV_b, IRV_c$

Finalmente, los tres ángulos están dados por:

$$\begin{aligned} \alpha &= \arg\{V_a\} - \arg\{V_b\} \\ \beta &= \arg\{V_b\} - \arg\{V_c\} \\ \gamma &= \arg\{V_c\} - \arg\{V_a\} \end{aligned} \quad (3.55)$$

El **TP-TA** utiliza la tensión  $\Delta IRV$  y los ángulos para identificar el tipo de evento de tensión de acuerdo a las siguientes reglas:

1. Al menos una  $RV$  debe estar en el rango  $[0.1, 0.9]$  pu para considerar la ocurrencia de un *dip*, de acuerdo a la definición dada en la norma IEEE 1159 [26].
2. Si  $RV_{min} = 0$  el *dip* de tensión es tipo  $C$  y corresponde a la misma fase de  $RV_{min}$ .
3. Si  $\Delta IRV < 3$  y el ángulo opuesto a la  $RV_{min}$  es menor que  $120^\circ$ , el *dip* de tensión es tipo  $C$  y corresponde a la fase de  $RV_{min}$ .
4. Si  $\Delta IRV \geq 3$  y el ángulo opuesto a  $RV_{max}$  es mayor a  $120^\circ$ , el *dip* de tensión es tipo  $D$  y corresponde a la fase de  $RV_{max}$ .

Los fundamentos del método están fuera del alcance de esta tesis, pero se pueden encontrar en el trabajo de Madrigal y Rocha [81].

#### 3.3.4.2 Algoritmo de Tres Fases (TPA - Three Phases Algorithm)

El *algoritmo de tres fases* (del inglés *three phases algorithm*, **TPA**), propuesto por Thakur & Singh [82], se enfoca en la caracterización de eventos de acuerdo al criterio **ACD** a través de los ángulos de las tres tensiones simples fundamentales, y de la magnitud y ángulo del *factor de desbalance de tensión complejo* (del inglés *complex voltage unbalance factor*, **CVUF**). El **CVUF** se define de acuerdo a la ecuación (3.56):

$$CVUF = \frac{V_{-1}}{V_{+1}} = K_u e^{j\theta_u} \quad (3.56)$$

donde  $V_{+1}$  y  $V_{-1}$  son las componentes de secuencia positiva y negativa de la tensión fundamental por unidad. A la magnitud  $K_u$  se la denomina factor de desbalance y  $\theta_u$  representa el ángulo de desfase entre  $V_{-1}$  y  $V_{+1}$ .

El algoritmo utiliza los siguientes pasos para determinar el tipo de *dip* de tensión desbalanceado acontecido en la red :

- A través de la una etapa de filtrado aplicada a la señal adquirida se obtienen las magnitudes de las tres tensiones simples ( $V_a, V_b, V_c$ ) y sus respectivos ángulos de fase ( $\phi_a, \phi_b, \phi_c$ ).

- Estas tres tensiones simples complejas determinan los valores complejos de  $V_{+1}$  y  $V_{-1}$  a través de la transformada de Fortescue [83] (Ver Apéndice C), mientras que  $K_u$  y  $\theta_u$  se obtienen a partir de estas componentes simétricas calculadas (3.56).
- Se calcula el ángulo  $\beta$  de acuerdo a la expresión (3.57):

$$\beta = \tan^{-1} \left( 2 \frac{K_u \sin \theta_u}{1 - K_u^2} \right) \quad (3.57)$$

- Por último, se realiza una comparación entre seis ángulos ( $\phi_a \pm \beta$ ,  $\phi_b \pm \beta$ ,  $\phi_c \pm \beta$ ,  $\phi_{ab} \pm \beta + 90^\circ$ ,  $\phi_{bc} \pm \beta + 90^\circ$ ,  $\phi_{ca} \pm \beta + 90^\circ$ ) para definir el tipo de evento suscitado de acuerdo a las siguientes reglas condicionales:
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_a \pm \beta)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $D_a$ ;
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_b \pm \beta)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $D_b$ ;
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_c \pm \beta)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $D_c$ ;
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_{ab} \pm \beta + 90^\circ)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $C_c$ ;
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_{bc} \pm \beta + 90^\circ)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $C_a$ ;
  - ◇ si  $\text{abs}(\phi_{ca} \pm \beta + 90^\circ)$  es el menor, entonces es un evento tipo  $C_b$ ; donde el tipo de falla asociado al *dip* se indica de acuerdo a las siguientes observaciones:
    - ★ si el signo que precede a  $\beta$  es negativo, entonces el tipo  $C$  o  $D$  está asociado a una falla monofásica a tierra;
    - ★ si el signo que precede a  $\beta$  es positivo, entonces el tipo  $C$  o  $D$  está asociado a una falla bifásica a tierra.

Si bien este algoritmo clasifica eventos según el criterio  $ACD$ , en [82] no se precisa cuál es la metodología para clasificar un evento simétrico, sino que sólo plantea las reglas a seguir para clasificar un evento asimétrico.

### 3.4 Conclusiones

Se han presentado los principales metodologías propuestas en la bibliografía utilizadas en la caracterización de eventos de tensión. Las mismas se han organizado en tres etapas: **detección**, **segmentación** y **clasificación**. Se han evaluado exhaustivamente los algoritmos de detección de eventos de tensión resaltando sus virtudes y defectos. Si bien todos estos algoritmos también permiten realizar la tarea de segmentación, se ha presentado una metodología particular muy citada en la literatura especializada. Finalmente, se han presentado los principales algoritmos de clasificación de eventos basados en reglas lógicas que se destacan por su simplicidad y baja demanda de recursos computacionales, ideales para ser implementados en una plataforma digital donde se pueda realizar una clasificación en tiempo real. No obstante, estos algoritmos basan su clasificación en criterios fundamentados en modelos teóricos de eventos de tensión. Estos criterios no contemplan ciertas perturbaciones producidas durante los eventos que pueden dar lugar a clasificaciones incorrectas. Surge aquí la necesidad de evaluarlas con profundidad en el próximo capítulo.



## 4 Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación



“Amarillo, rojo, azul”, Wassily Kandinsky, 1925

*“En algún lugar, algo increíble está esperando a ser descubierto”*  
Carl Sagan.

### Síntesis del capítulo

Los criterios de clasificación propuestos en la bibliografía se basan en un modelo ideal de eventos de tensión, donde se modelan las impedancias de la red como resistencias. En las redes eléctricas reales de distribución y transmisión, las impedancias presentan inductancias propias de los generadores, transformadores y líneas. A su vez la presencia de máquinas rotantes, de cargas balanceadas y desbalanceadas y el accionamiento de dispositivos de protección conllevan a una situación muy diferente de la ideal. Por estos motivos, al ocurrir un evento de tensión real y propagarse por la red, la forma y características del mismo distan en mayor o menor medida de los valores de aquellos modelos ideales propuestos en los criterios de clasificación. En este capítulo se describen aquellas perturbaciones asociadas a los eventos de tensión reales que son las principales responsables de la clasificación errónea de los algoritmos.

## 4.1 Descripción de un evento de tensión real

Los eventos de tensión presentados en el Capítulo 3 son eventos ideales sintetizados. Es decir, no tienen en cuenta determinadas perturbaciones de amplitud y fase que son consecuencia de las impedancias de falla, de las impedancias de la red, de las máquinas rotantes que la componen, de los efectos de la carga, etc. En este capítulo se abordarán las principales perturbaciones que pueden acompañar a un evento de tensión ideal. Estas perturbaciones generan una limitación de los criterios de clasificación y son las responsables directas de los errores de clasificación cometidos por los algoritmos presentes en la literatura.

### 4.1.1 Saltos de fase debidos a la falla

En esta tesis se denomina *salto de fase debido a la falla (SFDF)* a aquel cambio en el ángulo de fase producido durante el evento únicamente en las tensiones de las líneas afectadas. Su principal causa es el cambio brusco de impedancia en las líneas afectadas debido a la aparición de una impedancia de falla, frecuentemente resistiva [84, 85]. Para ejemplificar este fenómeno se tomó la red presentada en la Fig. 4.1, cuyas impedancias se sintetizan en la Tabla 4.1. La misma es una red radial de distribución simplificada con valores típicos. No obstante, los resultados obtenidos con esta red se pueden generalizar a redes radiales con otras topologías y parámetros eléctricos.

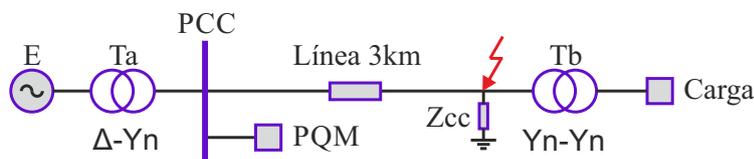


Figura 4.1.: Modelo unifilar de una red de distribución radial en la cual se produce una falla.

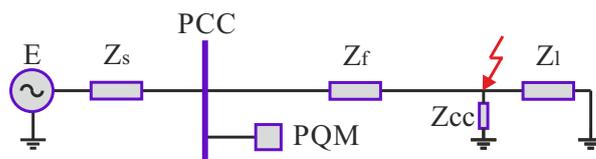


Figura 4.2.: Modelo unifilar de una red de distribución radial con impedancias equivalentes.

Tabla 4.1.: Características de los elementos de la red modelada.

Elemento de la red	Característica
Fuente	$E = 1 \text{ pu}$ , $Z_{fuente} = j0.004 \text{ pu}$
Transformador A	$Z_{Ta} = (0.001 + j0.045) \text{ pu}$
Línea	$Z_{linea} = (0.0153 + j0.0404) \text{ pu}$
Transformador B	$Z_{Tb} = (0.001 + j0.030) \text{ pu}$
Carga	$Z_{carga} = (1, 3889 + j1.8519) \text{ pu}$

Se simuló una falla monofásica a tierra en la fase *a* en el lado primario del transformador  $T_b$  variando la impedancia de falla desde  $Z_{cc} = 0 \text{ pu}$  (falla franca) hasta  $Z_{cc} = 1 \text{ pu}$  (impedancia

puramente resistiva). En la Fig. 4.2 se observa el modelo equivalente con sus correspondientes impedancias.

A partir del modelo equivalente se obtuvieron en forma analítica la tensión de prefalla en la línea  $a$ ,  $V_{pa}$ , y las diversas tensiones de falla en la línea  $a$ ,  $V_{fa}$ , que serían medidas en el PCC por un PQM para diferentes valores de impedancia de falla. Se utilizaron las siguientes expresiones:

$$V_{pa} = \frac{Z_f + Z_l}{Z_s + Z_f + Z_l} E \quad (4.1)$$

$$V_{fa} = \frac{Z_f + Z_p}{Z_s + Z_f + Z_p} E \quad (4.2)$$

donde  $Z_s = Z_{fuente} + Z_{Ta}$  es la impedancia entre la fuente y el PCC,  $Z_f = Z_{linea}$  es la impedancia entre el PCC y la falla,  $Z_l$  es la impedancia entre la falla y la carga,  $Z_{cc}$  es la impedancia de falla a tierra, y  $Z_p = Z_{cc} * Z_l / (Z_{cc} + Z_l)$  es la impedancia paralela aguas abajo de la falla.

En la Fig. 4.3 se grafica el diagrama fasorial de la tensión de prefalla y de diversas tensiones de falla que surgen al variar  $Z_{cc}$ . Se observa que el lugar geométrico de la tensión de falla es una semicircunferencia. En el extremo derecho de la semicircunferencia se ubica el fasor  $V_{fa} = V_{pa}$  que corresponde al caso de  $Z_{cc} \rightarrow \infty$  (es decir no hay falla). En el extremo izquierdo se ubica un fasor  $V_{fa}$  que es el de menor amplitud y se da cuando  $Z_{cc} = 0$  (falla franca). Sin embargo se observa que en ninguna de las dos condiciones extremas se da el máximo salto de fase, sino que este se produce en una condición intermedia de  $Z_{cc}$ , cuyo valor dependerá de las demás impedancias de la red. En la Fig. 4.4 se grafica el valor RMS y el ángulo de fase que toma la tensión de falla al variar  $Z_{cc}$ . Se observa que el máximo salto de fase se da para un valor particular de  $Z_{cc}$  y luego disminuye a medida que la misma aumenta. La generalización por medio del desarrollo analítico para la falla monofásica a tierra tomada como ejemplo y para otros tipos de fallas excede el alcance de esta tesis, pero se tratan con mayor detalle en el trabajo de Kim *et al* [84].

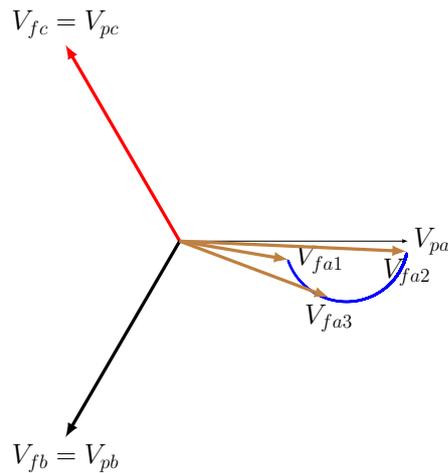


Figura 4.3.: Diagrama fasorial de las tensiones de falla medidas en el PCC variando la impedancia de falla desde  $Z_{cc} = 0$  pu ( $V_{fa1}$ ) hasta  $Z_{cc} = 1$  pu ( $V_{fa2}$ ). En este caso, para  $Z = 0.05$  pu ( $V_{fa3}$ ) se obtiene el máximo salto de fase igual a  $-20.76^\circ$ . El arco representa el lugar geométrico de todos los valores intermedios que puede tomar el fasor de la tensión de falla en la línea  $a$  al variar  $Z_{cc}$ .

#### 4. Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación

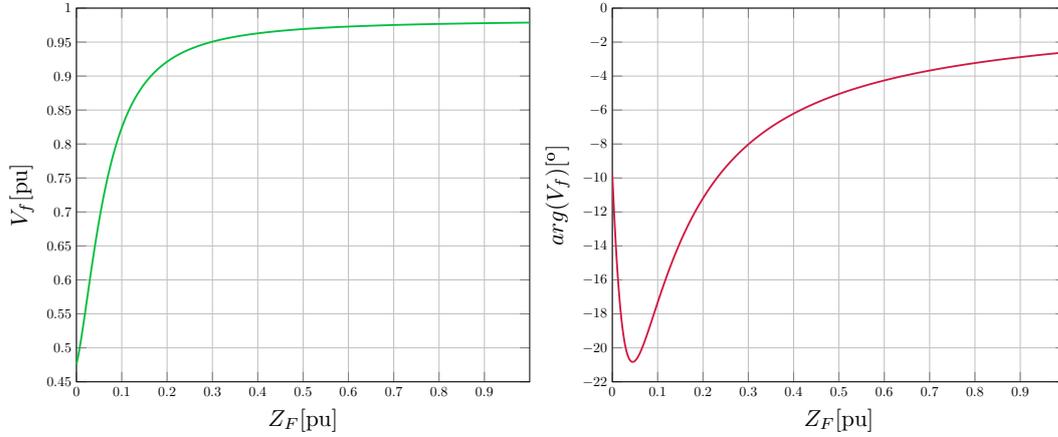


Figura 4.4.: Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión de falla medida en el PCC variando el valor de la impedancia de falla desde  $Z_{cc} = 0$  pu hasta  $Z_{cc} = 1$  pu.

##### 4.1.2 Saltos de fase debidos a la red

En esta tesis se denomina *salto de fase debido a la red* (SFDR) a aquel cambio en el ángulo de fase que se debe principalmente a la diferencia en la relación  $X/R$  (reactancia/resistencia) de las impedancias comprendidas entre el PCC y la falla,  $Z_f$  y entre el PCC y la fuente,  $Z_s$  [86]. Si se analiza una falla franca en cualquiera de las líneas ( $Z_{cc} = 0$ ) a fin de no considerar el SFDF estudiado previamente, la ecuación (4.2) se reduce a la siguiente expresión:

$$V_f = \frac{Z_f}{Z_s + Z_f} E \quad (4.3)$$

Aplicando el método de las componentes simétricas, se puede obtener una expresión similar para la tensión residual,  $V^*$ , durante la falla (que coincide con la tensión de falla  $V_f$  de la línea afectada en fallas monofásicas y trifásicas, y con la menor tensión compuesta en el caso de fallas bifásicas):

$$V^* = \frac{Z_f}{Z_s + Z_f} E \quad (4.4)$$

donde los valores de  $Z_f$  y  $Z_s$  son calculados de forma diferente, de acuerdo a las ecuaciones (4.5), (4.6) y (4.7) [87].

**Fallas trifásicas:**

$$\begin{bmatrix} Z_f \\ Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{f+} \\ Z_{s+} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

**Fallas bifásicas:**

$$\begin{bmatrix} Z_f \\ Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{f+} + Z_{f-} \\ Z_{s+} + Z_{s-} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

**Fallas monofásicas:**

$$\begin{bmatrix} Z_f \\ Z_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{f+} + Z_{f-} + Z_{f0} \\ Z_{s+} + Z_{s-} + Z_{s0} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

donde  $Z_{f+}$  y  $Z_{s+}$  son las impedancias de la red de secuencia positiva;  $Z_{f-}$  y  $Z_{s-}$  son las impedancias de la red de secuencia negativa; mientras que  $Z_{f0}$  y  $Z_{s0}$  son las impedancias de la red de secuencia cero.

Si se considera la relación de impedancias  $Z_f/Z_s = \lambda e^{j\alpha}$  en (4.4), se obtiene la siguiente expresión:

$$V = \frac{\lambda e^{j\alpha}}{\lambda e^{j\alpha} + 1} E \quad (4.8)$$

Donde  $\lambda = |Z_f/Z_s|$  es una medida de la distancia eléctrica (por distancia eléctrica se puede interpretar una distancia física) hasta la falla y  $\alpha = \arg(Z_f/Z_s)$  es una medida del máximo salto de fase asimétrico que debería suceder durante un evento de tensión. Analizando la expresión (4.8) se deduce que si  $\lambda$  tiende a cero,  $|V^*|$  también tiende a cero, y  $\arg(V^*)$  tiende a  $\alpha$ . Cuando  $Z_f/Z_s \gg 1$ , o cuando la relación  $X_s/R_s$  es igual a la relación  $X_f/R_f$ ,  $\arg(V) = 0$  por lo cual no aparecen saltos de fase asimétricos en el PCC. Generalmente,  $\arg(V^*) \neq 0$  dando lugar a saltos de fase asimétricos en el PCC, cuyo máximo valor podría llegar a ser  $\alpha$ , por ejemplo cuando  $(Z_f/Z_s) \ll 1$ .

A modo de presentar un ejemplo ilustrativo, se consideró la misma falla de la fase  $a$  a tierra analizada anteriormente, pero esta vez variando la relación  $X/R$  de la impedancia de línea manteniendo el módulo de la misma constante. Así se obtuvo el lugar geométrico de las tensiones de falla medidas en el PCC en función de esta variación. Como se observa en la Fig. 4.5, se produce un salto de fase máximo de  $-46.7^\circ$  cuando la línea es resistiva pura, valor particular que depende de las impedancias restantes de la red, pero que ilustra el fenómeno. Allí se observa también, que el lugar geométrico de las tensiones de falla difiere del obtenido para los saltos de fase debidos a la impedancia de falla.

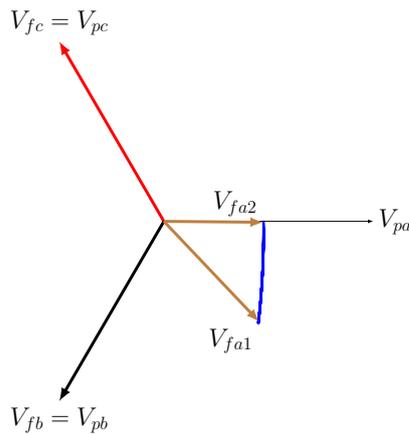


Figura 4.5.: Diagrama fasorial y lugar geométrico de las tensiones de falla medidas en el PCC variando la relación  $X/R$  de la impedancia de la línea  $Z_f$  que coincide con la impedancia entre el PCC y la falla. El valor de  $X_f$  se escaló desde  $X_f = 0pu(V_{fa1})$ , es decir línea resistiva pura, hasta  $X_f = |Z_f|(V_{fa2})$ , es decir línea inductiva pura, ajustando el valor de  $R_f$  para mantener constante el  $|Z_f|$ .

#### 4. Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación

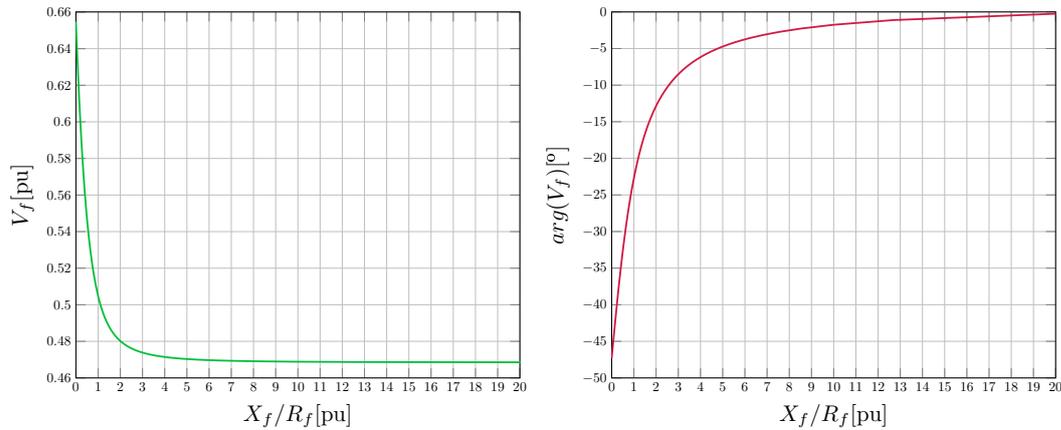


Figura 4.6.: Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión de falla medida en el PCC variando la relación  $X/R$  de la impedancia de la línea  $Z_f$  que coincide con la impedancia entre el PCC y la falla.

##### 4.1.3 Rotaciones de fase asimétricas

Una *rotación de fase asimétrica (RFA)* se origina cuando las impedancias de secuencia positiva y negativa entre el PCC y la fuente son distintas. Esto ocurre cuando la falla que da lugar al evento se origina en cercanías de máquinas rotantes que, a diferencia de los cables y transformadores, presentan impedancias de secuencia positiva y negativa de magnitudes significativamente diferentes. Para ilustrar este fenómeno se modeló una falla bifásica sin contacto a tierra entre las fases  $b$  y  $c$  en el mismo punto en el que se modeló la falla monofásica a tierra en los casos previos (Fig. 4.1 y Fig. 4.2). Se supuso una impedancia de falla  $Z_{cc} = 0$  para evitar la ocurrencia de saltos de fase analizados previamente. Se varió la impedancia de secuencia negativa entre la fuente y el PCC, entre  $Z_{s2} = 0\text{pu}$  y  $Z_{s2} = 10Z_{s1}$  simulando la presencia de máquinas rotantes en ese tramo de la red. En la Fig. 4.7 se observa el lugar geométrico de los fasores de las tensiones de falla en las tres fases para distintos valores de la componente de secuencia negativa de la impedancia comprendida entre la fuente y el PCC. Los valores extremos de los lugares geométricos corresponden a  $Z_{s2} = 0\text{pu}$  (tensiones  $V_{fa1}, V_{fb1}, V_{fc1}$ ) y a  $Z_{s2} = 10Z_{s1}$  (tensiones  $V_{fa2}, V_{fb2}, V_{fc2}$ ).

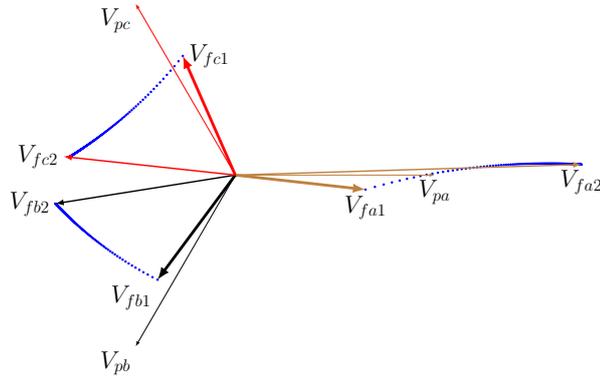


Figura 4.7.: Diagrama fasorial de las tensiones de falla medidas en el PCC durante una falla bifásica entre las fases  $b$  y  $c$ , para distintos valores de la componente de secuencia negativa de la impedancia comprendida entre la fuente y el PCC.

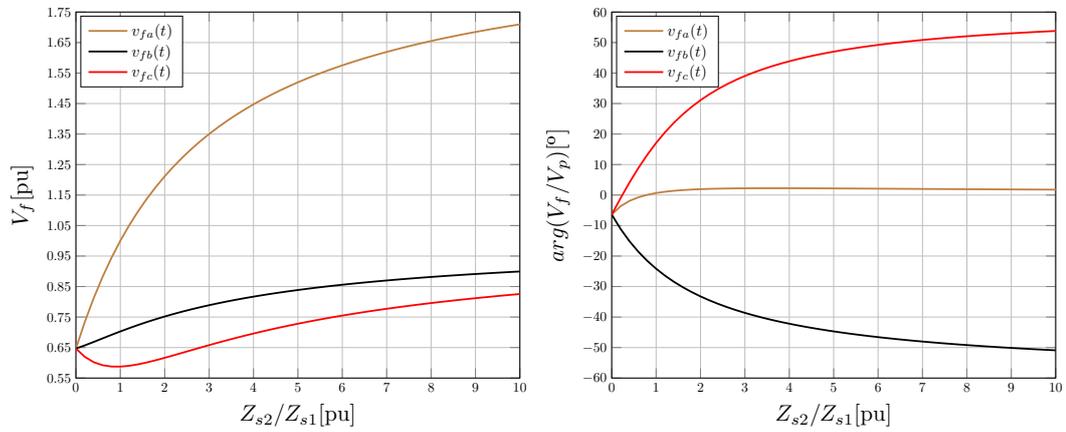


Figura 4.8.: Evolución del valor RMS y ángulo de fase de la tensión de falla medida en el PCC durante una falla bifásica entre las fases  $b$  y  $c$ , para distintos valores de la componente de secuencia negativa de la impedancia comprendida entre la fuente y el PCC.

#### 4.1.4 Rotaciones de fase simétricas

Una *rotación de fase simétrica (RFS)* produce un cambio de fase de igual argumento en las tres tensiones simples, cuyo origen puede encontrarse en los cambios bruscos de grandes cargas balanceadas muy inductivas. Un claro ejemplo es el de los grandes motores trifásicos de inducción, que en el momento del arranque presentan el rotor bloqueado, por lo cual su impedancia es altamente inductiva y su corriente alcanza valores de hasta 7 veces la nominal (caso de arranque directo) [88, 89]. En la Fig. 4.9 se presenta un diagrama fasorial con la evolución de las tensiones en el PCC durante el arranque de un motor inductivo conectado en la red del modelo en lugar de la carga pasiva. En este análisis, no se considera la falla monofásica a tierra, es decir,  $Z_{cc} = \infty$ .  $V_{pa}, V_{pb}, V_{pc}$  son las tensiones de prefalla (antes de conectar el motor);  $V_{fa}, V_{fb}, V_{fc}$  son las tensiones durante la falla simétrica (arranque del motor); y  $V_{ra}, V_{rb}, V_{rc}$  son las tensiones en régimen. El motor tiene una impedancia de arranque  $Z_{Mf} = (0.1429 + j0.1260)$  pu y una impedancia de régimen  $Z_{Mr} = (1 + j0.4843)$  pu (valores típicos de un motor de inducción trifásico de potencia superior a 100 kW de baja o media tensión [90]). En estas condiciones, y para esta

#### 4. Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación

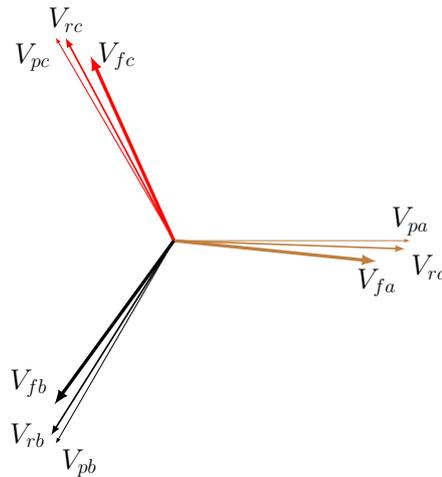


Figura 4.9.: Diagrama fasorial de las tensiones de falla medidas en el PCC antes, durante y posterior al arranque de un motor de inducción que se encuentra reemplazando la carga pasiva de la red de distribución modelada.

red en particular se obtuvo una rotación de fase simétrica de  $-5.9^\circ$ . Este valor podría aumentar considerablemente en redes tales que la potencia del motor esté en el orden de la potencia de cortocircuito de la red. En esos casos, se debería adaptar la red aumentando su potencia de cortocircuito, o bien adoptar un arranque a tensión reducida para minimizar el impacto sobre otras cargas conectada en el PCC.

##### 4.1.5 Desviaciones de la tensión de prefalla respecto de su valor nominal

La carga puede modificar la magnitud de la tensión de prefalla generando una *desviación de la tensión de prefalla respecto de su valor nominal (DTP)*. A su vez, en una red eléctrica la magnitud de la tensión en cada punto de la misma, depende no sólo de la carga, sino de otros factores. Por ejemplo, de los sistemas de control en los grandes generadores que inyectan potencia activa a la red y con la misma regulan la tensión, de los taps de regulación con los que cuentan los transformadores, de los bancos de capacitores utilizados para corregir el factor e potencia, etc. Por tal motivo, es normal que al ocurrir un evento en alguna de las fases del sistema, la tensión en las fases no afectadas difiera de la nominal tanto en magnitud como en fase.

## 4.2 Limitaciones en los criterios de clasificación de eventos

En la literatura específica se describen en forma sintética los errores de algunos algoritmos de clasificación [79] bajo ciertas condiciones, y en el caso de otros algoritmos no se menciona ningún tipo de error [80]. Sin embargo, las causas de esta clasificación errónea no son explicadas en detalle. En esta tesis se muestra que estos errores resultan no sólo de la arquitectura propia de cada algoritmo, sino también de las limitaciones inherentes al criterio de clasificación.

### 4.2.1 Limitaciones en presencia de saltos y rotaciones asimétricas de fase

El criterio de clasificación **ACD** considera que la componente de secuencia cero de la tensión fundamental es cero ( $V_{a1} + V_{b1} + V_{c1} = 0$ ), por lo tanto, de las ecuaciones que definen la terna de tensiones, sólo dos son linealmente independientes. Cuando esta característica se tiene en cuenta en las seis expresiones correspondientes a cada tipo de *dip* (por ejemplo la expresión (A.1) del Apéndice A para el *dip* tipo  $C_a$ ), cada expresión genera un conjunto de dos ecuaciones con dos incógnitas,  $V$  y  $F$ . En consecuencia, cuando se resuelve analíticamente el sistema, podría suceder que la misma terna resulte de cualquiera de los seis tipos de eventos posibles, cada uno de ellos con una combinación particular de  $V$  y  $F$ . Con la salvedad de que estos parámetros no pueden tomar cualquier valor. En general,  $|F| \geq |V|$  y  $|V| \leq 0.9$  pu. El ángulo de fase de  $F$  tomará un valor distinto de cero en presencia de rotaciones de fase y el ángulo de fase de  $V$  será distinto de cero en presencia de saltos de fase [6]. En definitiva, si bien los límites de amplitud y fase de  $V$  y  $F$  deberían permitir descartar alguna de las seis combinaciones debido a su imposibilidad física, ante la existencia de elevadas rotaciones o saltos de fase, es imposible distinguir un tipo de evento de otro. Esta limitación es la mayor desventaja del criterio de clasificación en general, independientemente del algoritmo implementado, y no es analizada en la literatura. Peor aún, los errores de clasificación son asociados a la performance de los algoritmos y no al criterio de clasificación.

En la Fig. 4.10 se ilustra un ejemplo de la limitación recién mencionada. Las líneas punteadas representan la terna ideal de tensiones, la línea llena negra representa el evento ideal, a la izquierda un evento tipo  $C_c$  y a la derecha un evento tipo  $D_a$ , y la línea llena azul representa las tres tensiones resultantes al incluir saltos y rotaciones de fase durante la ocurrencia de estos eventos.

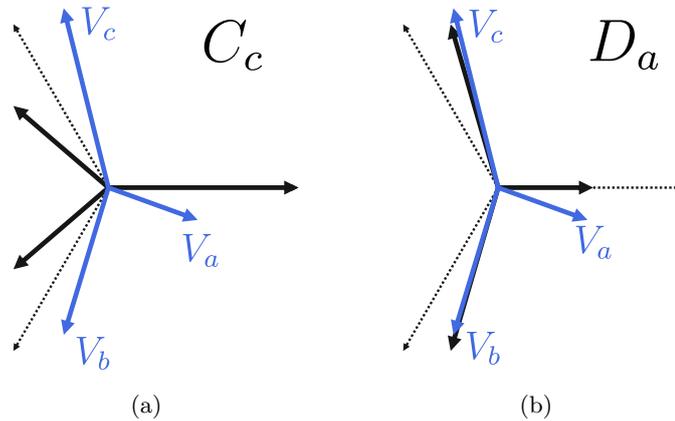


Figura 4.10.: Evento tipo  $C_c$  (a) y tipo  $D_a$  (b). En línea punteada se representa la terna ideal. En línea llena negra se representa el evento ideal y en línea azul se representan las tensiones resultantes al incluir saltos y rotaciones de fase durante la ocurrencia de los eventos.

Vale aclarar que un evento es definido como ideal cuando se obtiene de acuerdo a la definición del modelo, con las correspondientes variaciones en las tres tensiones y sus respectivas fases, es decir, sin saltos de fase o rotaciones de fase producidas por el efecto de las impedancias de la red, de la falla o de la carga. En el primer caso, Fig. 4.10(a), se generó un evento tipo  $C_c$  con  $V = 0.5e^{-j20^\circ}$  pu y  $F = 1$  pu. En el segundo caso, Fig. 4.10(b), se generó un evento tipo  $D_a$

#### 4. Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación

con  $V = 0.54e^{j10.95^\circ}$  pu y  $F = 0.98e^{-j16.13^\circ}$  pu. Como se observa en este ejemplo, no hay modo alguno de distinguir qué tipo de evento ocurrió, ya que en ambos casos, las tensiones resultantes luego de ser afectadas por los saltos y rotaciones de fase correspondientes son iguales (líneas azules en ambas figuras), y fueron obtenidas con combinaciones de  $V$  y  $F$  físicamente válidas que se podrían dar en diferentes puntos de una misma red de distribución determinada o en distintas redes con diferentes topologías. Además, se puede concluir que independientemente de la estructura particular de cada algoritmo, la posibilidad de una mala clasificación está siempre presente. Nuevamente, como ya se mencionó, esto es inherente a las limitaciones del criterio de clasificación. Si se realiza el mismo análisis para el criterio de clasificación ABC, la conclusión es similar, es decir, las mismas tres tensiones pueden ser obtenidas desde diferentes eventos con combinaciones particulares de saltos y rotaciones de fase asimétricas. Considerando que los criterios de clasificación no pueden garantizar una correspondencia unívoca entre el evento real y el evento detectado en el punto de medición, los algoritmos de clasificación presentan esa misma limitación. En el trabajo de M. H. Bollen [79] se expone un estudio parcial de los errores del SCA y del SPA, debido sólo a saltos de fase y rotaciones de fase asimétricas. En el mismo se concluye que el SCA no presenta errores bajo saltos de fase. Lo mismo se aplica al SPA con rotaciones de fase asimétricas. Estas condiciones fueron evaluadas individualmente, es decir, eventos con rotaciones de fase asimétricas sin saltos de fase ( $V = 1$ pu), y con saltos de fase sin ninguna rotación asimétrica de fases ( $F = 1$  pu). Al limitar de esta manera el número de variables independientes, los ensayos no revelan las limitaciones del criterio con respecto a la clasificación del evento. Aunque estas condiciones de ensayo permiten analizar los efectos individualmente, no son totalmente representativos de una condición real de operación. Finalmente, un estudio sobre errores del SVA no está disponible en la literatura [80, 74, 73, 75, 76].

##### 4.2.2 Limitaciones en presencia de rotaciones simétricas de fase

Uno de los efectos de las rotaciones simétricas de fase es la clasificación errónea de eventos por parte de los algoritmos SCA y SVA. Esto se debe a que estos algoritmos usan el módulo y fase de las componentes de secuencia positiva y negativa de las tensiones fundamentales como dato de entrada en el proceso de clasificación. Sin embargo la performance del algoritmo SPA no es afectada ya que éste sólo utiliza la amplitud de las tres tensiones simples y de las tres tensiones compuestas.

En la Fig. 4.11 se muestra un ejemplo particular en el cual se sintetiza un evento tipo  $D_a$ , con una  $U_{res}$  igual a  $V = 0.5e^{-j20^\circ}$  pu. La Fig. 4.11(a) muestra la generación del evento bajo condiciones ideales, es decir, sin saltos de fase y/o rotaciones simétricas de fase, usando una tensión de prefalla igual a la unidad, y midiendo el ángulo de fase de las tres tensiones respecto del de la tensión de prefalla. Bajo estas condiciones, el ángulo del fasor  $V_\beta = V_{-1}/(1 - V_{+1})$ , llamado  $\beta$ , es igual a  $180^\circ$ . De acuerdo a la ecuación (3.44) y la Tabla 3.6 del Capítulo 3,  $T = 3$  y el evento es clasificado correctamente por el algoritmo SCA. En la Figura 4.11(b), el mismo evento de tensión es afectado por una rotación de fase simétrica, la cual produce una diferencia de  $20^\circ$  entre las tres tensiones simples y las correspondientes tensiones de prefalla. En este caso, las componentes de secuencia positiva y negativa de la terna fundamental son rotadas con el mismo ángulo de fase, pero  $\beta = 119.01^\circ$ , así,  $T = 2$ , y de acuerdo al criterio de la Tabla 3.6, el evento es clasificado erróneamente como  $C_b$  en lugar de  $D_a$ .

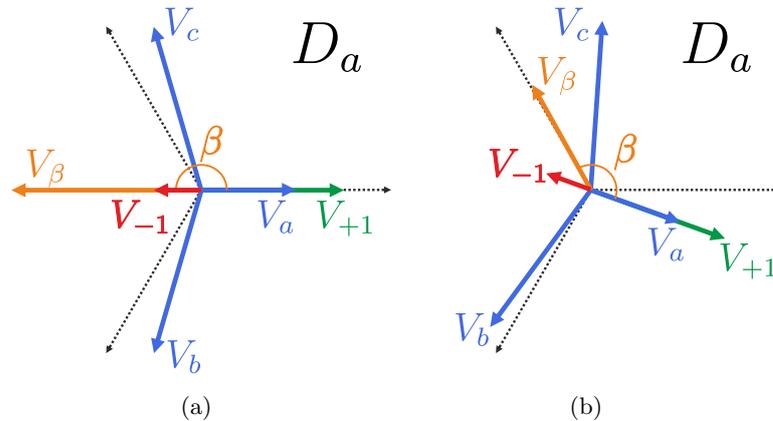


Figura 4.11.: Evento tipo  $D_a$  con una Ures igual a  $V = 0.5 pu$ . (a) Evento bajo condiciones ideales. (b) Evento con una rotación simétrica de  $-20^\circ$  con respecto a la tensión de prefalla.  $V_\beta$  es el fasor cuyo argumento  $\beta$  permite estimar el valor del parámetro  $T$ , con el cual el algoritmo SCA estima el tipo de evento.

#### 4.2.3 Desviación de la tensión de prefalla respecto de la nominal

Como se mencionó previamente, las cargas pueden producir variaciones en el módulo y ángulo de fase de la tensión de prefalla con respecto a su valor nominal. A su vez, la tensión en cada nodo de la red eléctrica depende de la carga y de otros factores tales como: sistemas de control de potencia reactiva en generadores para regular el nivel de tensión, la posición de los taps de regulación de los transformadores de potencia, bancos de capacitores para corrección del factor de potencia, etc. Por las razones expuestas, es normal que un evento de tensión en cualquiera de las fases de la red produzca cambios en las fases no afectadas. Este hecho, da lugar a clasificaciones erróneas en los algoritmos descritos en el capítulo 3, ya que estos se basan en umbrales de detección estáticos, los cuales son calculados bajo la asunción que la tensión en las fases no afectadas es igual a la tensión nominal.

### 4.3 Discusión acerca de las limitaciones de los algoritmos de clasificación

A continuación se discuten brevemente las limitaciones propias de los algoritmos lógicos, que se suman a las limitaciones de los criterios ya descritos. El objetivo es entender las razones por las cuáles las chances de obtener una clasificación unívoca son reducidas con estos criterios y algoritmos.

#### 4.3.1 Algoritmo de componentes simétricas

Teniendo en cuenta la ecuación (3.44) del Capítulo 3, la clasificación del SCA se obtiene a partir de las componentes de secuencia positiva y negativa. Esta clasificación falla ante la presencia de rotaciones de fase simétricas y asimétricas debido a la formulación del algoritmo en sí y a la ambigüedad del criterio de clasificación cuando se consideran grandes rotaciones de fase.

#### 4. Limitaciones de los criterios y algoritmos de clasificación

En el trabajo de Bollen [79] el algoritmo se modifica agregando un ángulo de fase constante igual a  $20^\circ$  al argumento de fase estimado con las componentes de secuencia (4.9). Esta corrección incorporada a la ecuación (3.44) del Capítulo 3 mitiga los errores cuando las rotaciones de fase son negativas y de pequeña magnitud. Sin embargo, esta solución parcial no incluye todas las posibilidades que se pueden dar en implementaciones reales:

$$T = \frac{1}{60} \left\{ \arg \left[ \frac{V_{-1}}{1 - V_{+1}} \right] + 20^\circ \right\} \quad (4.9)$$

Para entender las razones por las cuáles se origina una clasificación errónea cuando se aplica la ecuación (3.44) del Capítulo 3 a un evento de tensión que presenta rotaciones de fase, se deberían conocer las componentes de secuencia positiva y negativa que forman parte de la misma. Si se aplica la transformación de Fortescue (Apéndice C) a las seis ecuaciones que describen los *dips* de tensión  $C_a, C_b, C_c, D_a, D_b, D_c$ , se obtiene la ecuación 4.10.

$$\begin{bmatrix} V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{F + V}{2} \\ \frac{F - V}{2} \beta \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$\beta$  es un fasor de tensión que representa una rotación de fase asimétrica particular para cada tipo de evento. Es decir, la componente de secuencia positiva como función de los parámetros  $F$  y  $V$  es independiente del tipo de evento, mientras que la secuencia negativa guarda una relación con el tipo de evento. Desde la ecuación 4.10, se puede deducir que es posible caracterizar cada tipo de evento con el fasor  $\beta$ , obteniendo dos soluciones posibles:

$$\beta = \frac{-V_{-1}}{V - V_{+1}} \quad (4.11)$$

$$\beta = \frac{V_{-1}}{F - V_{+1}} \quad (4.12)$$

Desde (4.11) y (4.12), se derivan dos nuevas ecuaciones para estimar el parámetro  $T$  y, consecuentemente, clasificar el evento sin errores en la presencia de rotaciones y saltos de fase:

$$T = T_V = \frac{1}{60} \arg \left\{ \frac{-V_{-1}}{V - V_{+1}} \right\} \quad (4.13)$$

$$T = T_F = \frac{1}{60} \arg \left\{ \frac{V_{-1}}{F - V_{+1}} \right\} \quad (4.14)$$

El dilema es que  $V$  y  $F$  son variables estimadas a partir de  $T_V$  y  $T_F$  respectivamente, por lo tanto, para calcularlas es necesario implementar un algoritmo recursivo o iterativo.

##### 4.3.2 Algoritmo de seis tensiones

El SPA produce una clasificación errónea ante la presencia de grandes saltos de fase. Este error de clasificación se debe a la mínima tensión RMS que permite determinar el tipo de evento, la cual difiere de la mínima tensión previa al salto de fase. Una posible mitigación podría ser medir las primeras dos tensiones RMS mínimas, estimar los valores de  $F$  y  $V$  y determinar cuál de los posibles eventos es más representativo para los valores de estas magnitudes características.

### 4.3.3 Algoritmo de vector espacial

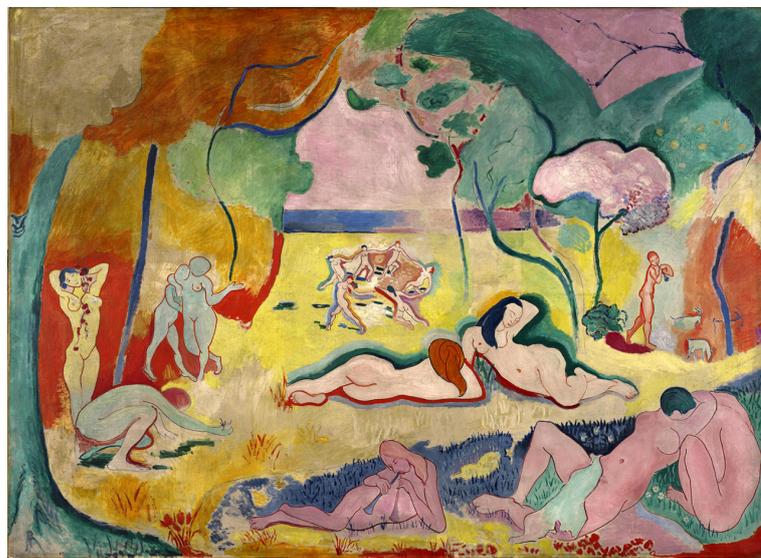
Al analizar el principio de funcionamiento del SVA y sus umbrales de detección se concluye que el mismo tendrá errores de clasificación ante la presencia de saltos y rotaciones de fase superiores a  $15^\circ$ . Esto origina la desviación del ángulo característico ( $\phi_{inc}$  o  $\phi_{01} - \phi_{+1}$  según el evento) con respecto a los umbrales de clasificación del tipo de evento. Estos errores podrían ser parcialmente resueltos estimando la rotación o salto de fase a partir de los parámetros  $V$  y  $F$ .

## 4.4 Conclusiones

En este capítulo se realizó un estudio analítico que muestra que la forma y características de un evento de tensión propagado en una red eléctrica real distan en mayor o menor medida a las de un evento ideal modelado perteneciente a los criterios de clasificación. Como se describió en cada tipo de perturbación, estas diferencias se deben principalmente a las impedancias que presentan los generadores, transformadores y líneas, así como la presencia de máquinas rotantes, cargas balanceadas y desbalanceadas, y el accionamiento de dispositivos de protección. Vale destacar que el principal aporte de este capítulo ha sido analizar con mayor profundidad, ampliar y unificar los escasos conceptos sobre la temática encontrados en la literatura a fin de lograr una base teórica completa más general y fácil de comprender. Teniendo en cuenta que estas perturbaciones asociadas a los eventos de tensión reales son los principales responsables de la clasificación errónea de los algoritmos encargados de esta tarea, se concluye que es necesario formular algún nuevo algoritmo que pueda mitigar, al menos parcialmente, algunas de estas perturbaciones.



## 5 Algoritmo de secuencias absolutas



“La alegría de vivir”, Henri Matisse, 1949.

*“Es el verdadero arte del maestro despertar la alegría por el trabajo y el conocimiento”*  
*“Mi visión del mundo”, Albert Einstein, 1949.*

### Síntesis del capítulo

El conocimiento de las perturbaciones que se presentan en las redes eléctricas cuando ocurre un evento de tensión y su influencia en el desempeño de los algoritmos de clasificación presentes en la bibliografía, estableció las bases para proponer un nuevo algoritmo que lejos de ser infalible a las limitaciones planteadas, al menos reduce los errores de clasificación. Este algoritmo utiliza la información provista por el valor absoluto de las tres componentes simétricas fundamentales de las tensiones trifásicas y un estimador que evalúa cual es el tipo de evento más probable de acuerdo a las tres tensiones de entradas. A diferencia de los otros algoritmos que utilizan umbrales fijos, este presenta umbrales adaptivos por lo cuál se adapta mejor a los cambios de amplitud y fase durante una falla en la red.

## 5.1 Descripción

En los capítulos 3 y 4 se describieron diferentes algoritmos de clasificación de eventos y las limitaciones de los criterios de clasificación debido a la presencia de diversas perturbaciones. Se hizo evidente que en determinadas condiciones de operación, factibles de tener lugar en aplicaciones reales, se pueden producir clasificaciones incorrectas. Esto se debe a la forma en que cada algoritmo extrae la información del evento y en cómo ese evento se ve afectado por cuestiones propias de la red real (diferencias de impedancias, etc.). En el presente capítulo se describe una propuesta de algoritmo de clasificación denominado *algoritmo de secuencias absolutas* (del inglés *absolute sequences algorithm*, **ASA**), que utiliza la información provista por el valor absoluto de las tres componentes simétricas fundamentales de las tensiones trifásicas y un estimador que evalúa cual es el tipo de evento más probable de acuerdo a las tensiones medidas. A diferencia de los otros algoritmos que utilizan umbrales fijos, este presenta umbrales adaptivos por lo cuál se adapta mejor a los cambios de amplitud y fase durante una falla en la red.

El algoritmo de clasificación propuesto se basa en comparar dos magnitudes entre sí:

- las *mediciones reales* (componentes simétricas reales obtenidas a partir de un prefiltrado de las tensiones de fase);
- las *predicciones del modelo* (componentes simétricas calculadas a partir de un modelo para cada tipo de evento posible y adaptado a la tensión de prefalla);

tal como se ilustra en el esquema de funcionamiento de la Fig. 5.1. Luego, a través de un estimador, el algoritmo estima cual es el tipo de evento más probable.

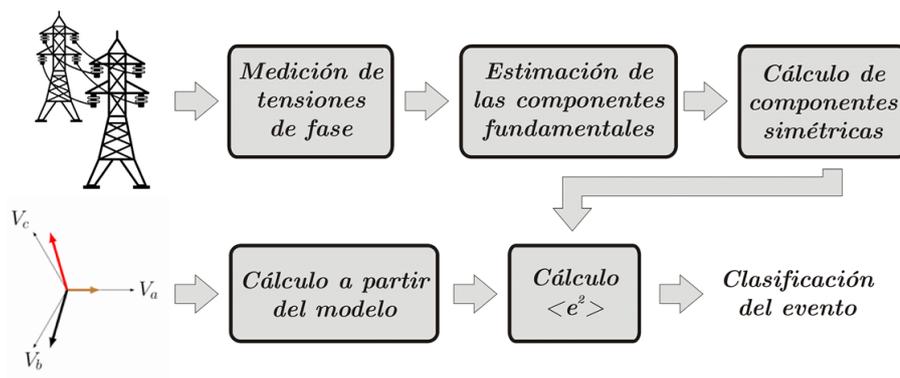


Figura 5.1.: Esquema de funcionamiento del algoritmo de clasificación propuesto.

A continuación se describirán varios aspectos a tener en cuenta para comprender la metodología del algoritmo.

### 5.1.1 Mediciones reales y predicciones del modelo

Las **mediciones reales** son los valores absolutos de las componentes simétricas de las tres tensiones simples fundamentales medidas durante un evento ( $|\tilde{V}_{i1}|$ , donde  $i = 0, +, -$ ). Nótese que los subíndices de las componentes de secuencia ( $_{0,+,-}$ ) indican las componentes cero, positiva y negativa respectivamente, mientras que el subíndice  $_1$  significa que todas las secuencias derivan de las tensiones trifásicas fundamentales. Estas componentes simétricas pueden ser estimadas por varios métodos, tales como el detector de secuencia propuesto en Carugati et al [91].

Las **predicciones del modelo** son los valores absolutos de las componentes simétricas obtenidas a partir del modelo analítico de cada tipo de evento ( $|V_{i1}|$ , donde  $i = 0, +, -$ ), basado en el criterio de clasificación ABC. Las mismas se obtienen desde la Tabla 5.1 ingresando a la misma con la tensión de prefalla estimada promedio entre las tres tensiones simples ( $E_1$ ) y con la amplitud estimada del *dip* o *swell* durante el evento, conocido como el parámetro  $h$ . Las expresiones en esta tabla fueron obtenidas aplicando el teorema de Fortescue [83] en un sistema trifásico desbalanceado, considerando las expresiones analíticas del modelo de clasificación ABC [92, 73].

Tabla 5.1.: Componentes simétricas función de  $h$  y  $E_1$  para cada evento.

Tipo	$ V_{01} [pu]$	$ V_{+1} [pu]$	$ V_{-1} [pu]$
A	0	$E_1 h$	0
B	$E_1(1-h)/3$	$E_1(2+h)/3$	$E_1(1-h)/3$
C	0	$E_1(1+h)/2$	$E_1(1-h)/2$
D	0	$E_1(1+h)/2$	$E_1(1-h)/2$
E	$E_1(1-h)/3$	$E_1(1+2h)/3$	$E_1(1-h)/3$
F	0	$E_1(1+2h)/3$	$E_1(1-h)/3$
G	0	$E_1(1+2h)/3$	$E_1(1-h)/3$
H	$E_1(1-h)$	$E_1$	0
I*	$2E_1(1-h)$	$E_1$	0
I**	$E_1/2$	$E_1(1+2h/3)$	$E_1(1-2h/3)$

Nota: El tipo de evento  $I$  se define por tramos: si  $h \leq 0.75 \Rightarrow I = I^{**}$ ; si  $h > 0.75 \Rightarrow I = I^*$ .

Todas las tensiones se expresan en por unidad  $[pu]$  adoptando como base la tensión RMS nominal o declarada de la red bajo análisis.

### 5.1.2 Tensión de prefalla ( $E_1$ )

En esta tesis se propone estimar la tensión de prefalla como el promedio de todas las tensiones de referencia deslizantes calculadas para todas las fases del sistema. Cada tensión de referencia deslizante se calcula siguiendo los lineamientos propuestos en la norma IEC 61000-4-30:2015 [16] y en la norma IEEE 1564-2014 [44]. Ambas normas proponen calcular la tensión de referencia a través de un filtro de primer orden con una constante de tiempo de 1 minuto que es actualizado con cada tensión RMS. Esta última computada en una ventana de 10/12 ciclos en sistemas de 50/60 Hz respectivamente. La siguiente ecuación representa analíticamente el filtro mencionado de la Fig. 5.2:

$$U_{sr_j}[n'] = 0,9967 \times U_{sr_j}[n' - 1] + 0,0033 \times U_{(10/12)rms_j}[n'] \quad (5.1)$$

## 5. Algoritmo de secuencias absolutas

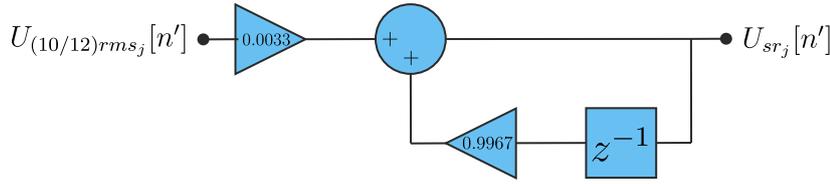


Figura 5.2.: Filtro digital que permite obtener la tensión de referencia deslizante de cada fase. La frecuencia de actualización es 10/12 veces menor que la frecuencia del sistema (50/60 Hz).

donde  $U_{sr_j}[n']$  y  $U_{sr_j}[n' - 1]$  son el valor actual y el valor previo de la tensión de referencia deslizante de la fase  $j$  (a, b o c);  $U_{(10/12)rms_j}[n']$  es el valor RMS de la fase  $j$  (a, b o c) obtenido en los 10/12 ciclos más recientes y  $n'$  es un índice que se incrementa cada 10/12 ciclos del periodo fundamental. Luego,  $E_1$  es calculada como:

$$E_1[n] = \frac{U_{sr_a}[n] + U_{sr_b}[n] + U_{sr_c}[n]}{3} \quad (5.2)$$

### 5.1.3 Amplitud del evento

Para determinar si la red se encuentra en un estado operativo normal de acuerdo a las regulaciones, o si se está desarrollando un evento, se calcula la tensión mínima ( $V_{min}$ ) y la tensión máxima ( $V_{max}$ ) de las seis tensiones RMS fundamentales con las ecuaciones 5.3 y 5.4 respectivamente.

$$V_{min} = \min \left\{ |V_a|, |V_b|, |V_c|, \frac{|V_{ab}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{bc}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{ca}|}{\sqrt{3}} \right\} \quad (5.3)$$

$$V_{max} = \max \left\{ |V_a|, |V_b|, |V_c|, \frac{|V_{ab}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{bc}|}{\sqrt{3}}, \frac{|V_{ca}|}{\sqrt{3}} \right\} \quad (5.4)$$

El parámetro  $h$ , el cuál representa la amplitud del evento, se estima como  $h = V/E_1$ , donde  $V$  es la tensión en la fase fallada o entre las fases falladas durante el evento, conocida como tensión retenida. La misma se puede estimar como la menor de las seis tensiones RMS fundamentales [6], es decir,  $V = V_{min}$ .

### 5.1.4 Estimador del tipo de evento más probable

Para determinar el tipo de evento más probable, se evalúa la similitud entre las **mediciones reales** ( $|\tilde{V}_{i1}|$ ) y las **predicciones del modelo** ( $|V_{i1}|$ ) para todos los tipos de eventos posibles. Hay varios estimadores posibles para calcular esta similitud. Uno de los estimadores más simples y ampliamente utilizados es el *error cuadrático medio* (del inglés *mean squared error*, MSE), el cual fue empleado en el algoritmo propuesto de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$e_k^2 = (|\tilde{V}_{01}| - |V_{01_k}|)^2 + (|\tilde{V}_{+1}| - |V_{+1_k}|)^2 + (|\tilde{V}_{-1}| - |V_{-1_k}|)^2 \quad (5.5)$$

donde  $k = A, B, \dots, I$ . El evento más probable será aquel con el menor MSE.

### 5.1.5 Implementación del algoritmo

En la Fig. 5.3 se describe una posible implementación del algoritmo propuesto y consta de los siguientes pasos:

1. Si las tres tensiones RMS fundamentales están en el rango  $[0.9, 1.1]$  pu entonces el estado de la red eléctrica es **normal** desde el punto de vista de la detección de eventos. Este rango está basado en la norma IEC 61000-4-30:2015 [16] y en la norma IEEE 1159-2009 [26], las cuáles definen un *dip* cuando la tensión RMS en cualquier fase está en el rango  $[0.1, 0.9]$  pu y un *swell* cuando la tensión en cualquier fase es mayor que 1.1 pu. En cualquier otro caso, se procede al paso 2.
2. Computar  $V_{min}$  y  $V_{max}$  de acuerdo a las ecuaciones 5.3 y 5.4 respectivamente. Luego, se computan las **mediciones reales**.
3. Si  $V_{max} > 1.1$ pu entonces la red eléctrica está en estado de **swell** y se continua con el paso 4. En caso contrario ( $V_{min} < 0.9$  pu), la red eléctrica atraviesa el estado de **dip** y se continua con el paso 5.
4. Computar el MSE para el evento tipo H ( $e_H$ ) y para el evento tipo I ( $e_I$ ) entre las mediciones reales y las predicciones del modelo. Luego calcular el mínimo entre ambos para determinar el tipo de evento más probable. Para determinar las fases mayormente afectadas se analiza cuál es la tensión  $V_{max}$ , y si la misma es de línea o de fase.
5. Computar el MSE para los eventos tipo A, B, C, D, E, F y G ( $e_A, e_B, e_{CD}, e_E, e_{FG}$ ) respectivamente y calcular el mínimo de todos ellos para determinar el tipo de evento más probable. Notese que para los eventos tipo C y D se calcula el mismo error. Lo mismo se aplica a los eventos tipo F y G. No obstante, es posible distinguir entre estos tipos de eventos de acuerdo a  $V_{min}$ , para eso se procede al paso 7. Para determinar las fases mayormente afectadas se analiza cuál es la tensión  $V_{min}$ , y si la misma es de línea o de fase.
6. Si  $V_{min}$  es una tensión de fase entonces el evento es tipo A, C, E o G de acuerdo al mínimo error calculado. En otro caso, el evento es tipo A, B, D o F de acuerdo al mínimo error calculado.

### 5.1.6 Análisis de la capacidad de discernimiento

El propósito de este análisis es verificar que para cada tipo de evento el MSE correspondiente es el menor para cualquier valor de  $V$  en el rango  $[0.1, 0.9]$  pu y para valores de  $E_1$  comprendidos en el rango  $[0.9, 1.1]$  pu. La Fig. 5.4 muestra un ejemplo del análisis realizado para un evento tipo B, donde el error absoluto correspondiente a la estimación de tal evento es cero para todo valor de  $V$  y  $E$  en los rangos mencionados. Este análisis fue repetido con los otros eventos y se obtuvieron resultados similares en todos los casos, infiriendo así, que el principio de operación del algoritmo propuesto tiene la capacidad de discriminar entre diferentes tipos de eventos.

## 5. Algoritmo de secuencias absolutas

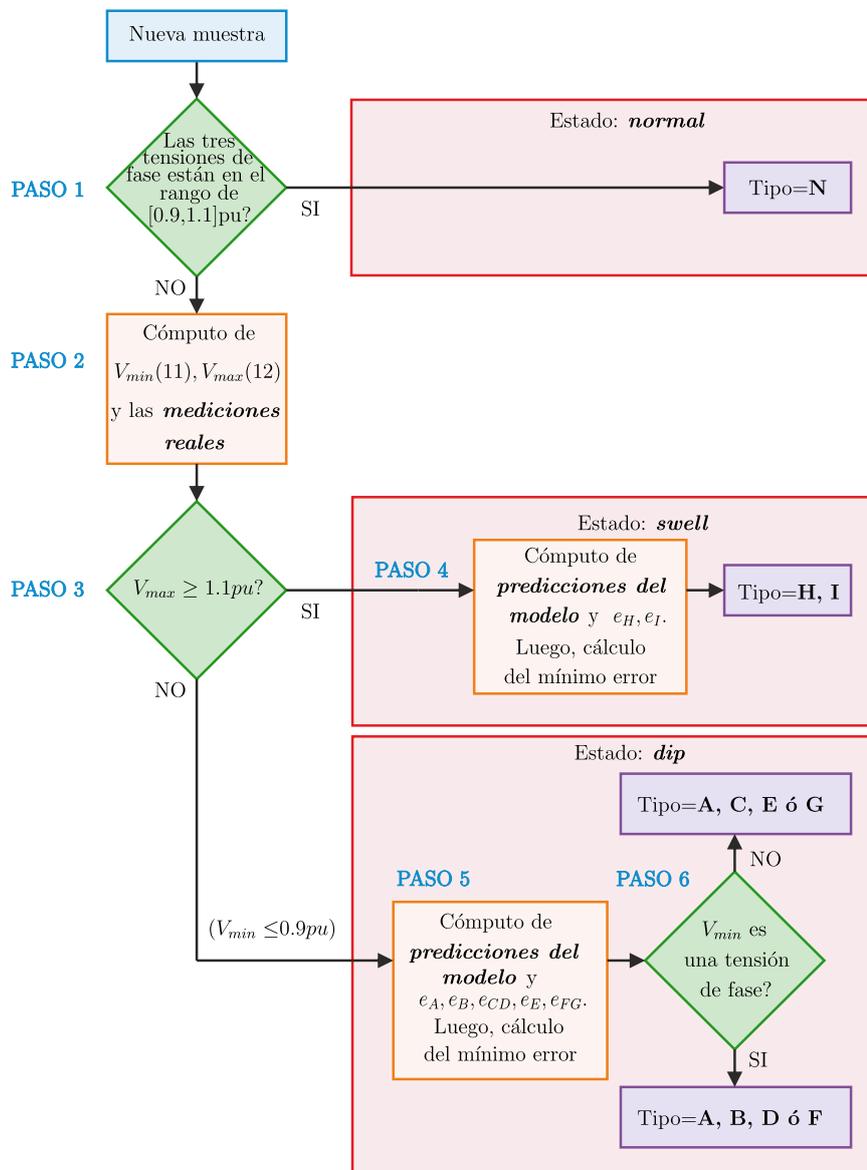


Figura 5.3.: Estimación del estado de la red eléctrica y del tipo de evento ocurrido.

### 5.1.7 Contribución del ruido

Para analizar la inmunidad al ruido del algoritmo propuesto y la calidad del estimador  $MSE$ , se evaluó la respuesta del  $ASA$  a la presencia de *ruido gaussiano blanco aditivo* (del inglés *additive white gaussian noise*,  $AWGN$ ) a las tres tensiones de entrada. El sistema bajo estudio consiste de un método de estimación de secuencia y el algoritmo  $ASA$ . En esta tesis, para estimar las secuencias se ha adoptado el método propuesto en [91], el cual implementa la  $mSDFT$  y el teorema de Fortescue. La Fig. 5.5 presenta los errores relativos porcentuales de clasificación ( $e_C$ ) de cada tipo de evento en función de los niveles de *relación señal ruido* (del inglés *signal*

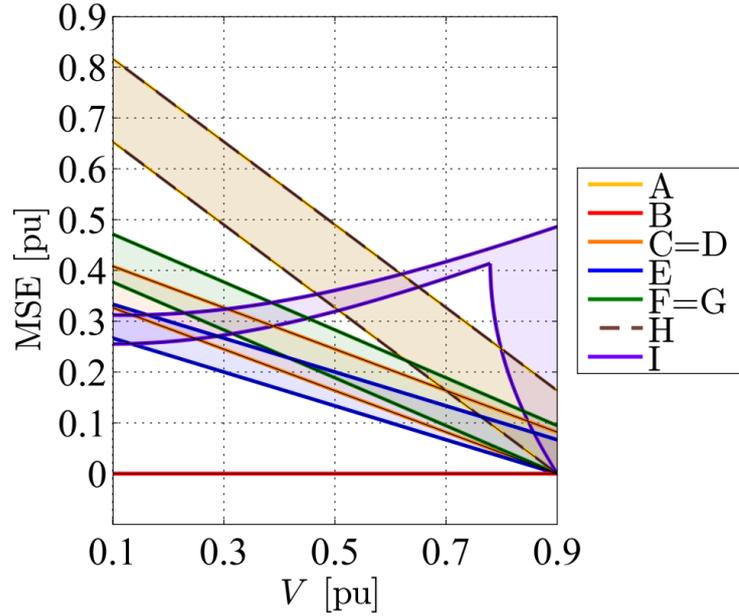


Figura 5.4.: Análisis de discernimiento para un evento tipo  $B$ . La curva de arriba de cada área sombreada fue trazada con  $E_1 = 0,9$  [pu] y la curva de abajo con  $E_1 = 1,1$  [pu]. Observe que solo el error cuadrático medio de  $B$  permanece igual a cero para todos los valores posibles de  $V$ .

to noise ratio, SNR). Los errores de clasificación fueron calculados con la expresión (5.6).

$$ec_k = \frac{NEMC}{NE} \cdot 100 \% \quad (5.6)$$

donde  $ec_k$  es el error de clasificación del evento de tensión tipo  $k$ , con  $k = A, B, \dots$ , o  $I$ ,  $NEMC$  es el número de eventos mal clasificados y  $NE$  es el número total de eventos de cada tipo evaluado (un valor grande estadísticamente representativo).

De la Fig. 5.5 se concluye que para  $SNR < 10dB$  el método es un estimador sesgado. Es decir, el nivel de ruido es tan grande respecto al nivel de señal que se producen clasificaciones erróneas. Se observa que estos errores son mayores en aquellos tipos de eventos cuyas componentes simétricas se calculan con expresiones analíticas muy similares (ver Tabla 5.1). Tal es el caso de los pares de eventos tipo  $B$  y  $E$ ,  $C$  y  $D$ ,  $G$  y  $F$ , cuyas expresiones presentan mayor similitud y el discernimiento se realiza analizando las fases afectadas a través del valor de  $V_{min}$ . Por el contrario, aquellos eventos cuyas componentes simétricas se calculan con expresiones analíticas bien diferenciadas (tipo  $A$ ,  $H$  e  $I$ ) son los que presentan menores errores de clasificación, aun cuando el nivel de ruido es tan grande como el nivel de señal.

Por otro lado, se observa que para  $SNR > 10dB$ , el método es consistente con un estimador no sesgado de varianza mínima, ya que cualquier tipo de evento presenta error nulo de clasificación. Se debe señalar que las señales están procesadas por la mSDFT, y que su rango de operación óptimo es mayor que  $-10dB$ , de acuerdo al análisis realizado en [91].

## 5. Algoritmo de secuencias absolutas

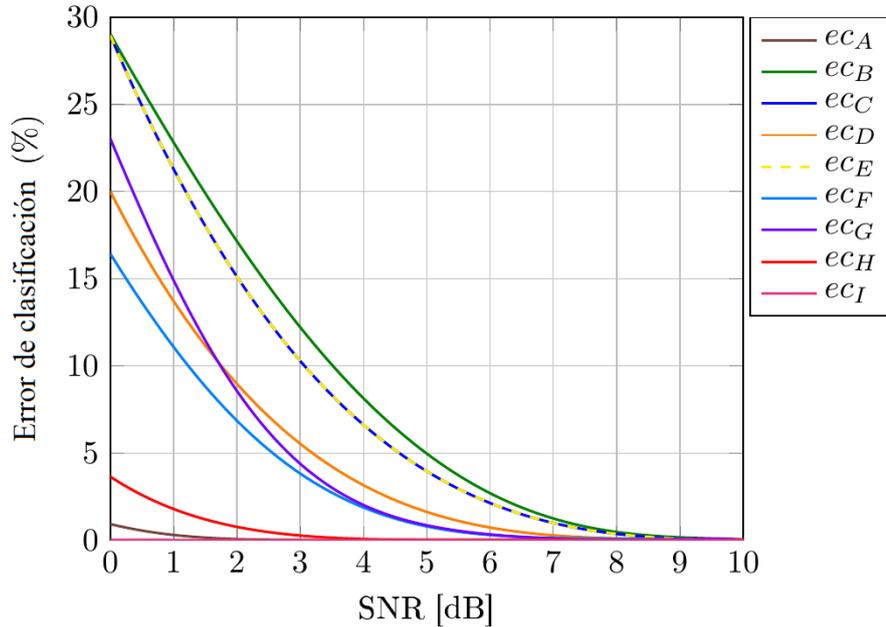


Figura 5.5.: Errores relativos porcentuales de clasificación de cada tipo de evento en función de los niveles de SNR para el algoritmo propuesto (ASA).

## 5.2 Evaluación del desempeño

Para evaluar el desempeño del algoritmo ASA frente al de los algoritmos SCA, SPA y SVA, se ensayaron los mismos bajo las diferentes perturbaciones descritas en el Capítulo 4 (SFDF, SFDR, RFS, RFA y DTP).

En la Fig. 5.6 se sintetizan los resultados de los cuatro métodos ensayados para la clasificación de un evento tipo  $B$ , donde los puntos grises indican las regiones donde el algoritmo realiza una clasificación errónea del evento. La región sombreada verde contiene los eventos con mayor probabilidad de ocurrencia. Consiste en un área de estudio que fue elegida considerando el *DPQ Statistical Summary Report* [35] del *Instituto de Investigación de Energía Eléctrica* (del inglés *Electric Power Research Institute*, EPRI). De acuerdo al mismo, el 74.79 % de los eventos presentan una tensión efectiva mínima en el rango de  $[0.6, 0.9]$  pu y desfases en el rango de  $[-45^\circ, 45^\circ]$ .

La Fig. 5.6(a) muestra que el SCA es inmune a los dos tipos de saltos de fase ya que no alteran el argumento entre  $V_{-1}$  y  $(1 - V_{+1})$  que se utiliza como base en su principio de operación. Sin embargo, su desempeño se deteriora claramente ante la clasificación de eventos afectados por rotaciones de fase y desviaciones de la tensión de prefalla.

En la Fig. 5.6(b) se observa que el SPA es inmune a las rotaciones de fase simétricas, ya que los valores absolutos de las tensiones de fase y de línea utilizadas en su principio de operación no son modificados cuando ocurre una rotación simétrica de fase. Sin embargo, este método falla considerablemente bajo saltos de fase, rotaciones asimétricas y desviaciones de la tensión de prefalla.

La Fig. 5.6(c) muestra que el SVA comete errores de clasificación en la presencia de cualquiera de las cinco perturbaciones de tensión mencionadas anteriormente. Este algoritmo

clasifica incorrectamente cuando los saltos de fase están asociados con *dips* de tensión de poca profundidad. Además, es muy sensible a las rotaciones de fase tanto simétricas como asimétricas debido a la rotación de la trayectoria elíptica del vector espacial a lo largo del tiempo, usada en su principio de operación. Por último, el método presenta un bajo desempeño en la clasificación de eventos asociados a variaciones de la tensión de prefalla respecto de la nominal.

Finalmente, la Fig. 5.6(d) muestra el desempeño del método propuesto (*ASA*). Hay un pequeño o nulo error en los ensayos de *SFDF*, *RFS* y *DTP*. Mientras que en los ensayos de *SFDR* y *RFA* aparece el error de clasificación para *dips* de tensión de cualquier magnitud acompañados de saltos o rotaciones de fase mayores a  $30^\circ$  y para *dips* de tensión de magnitud menor a  $0,2 [pu]$  y cualquier valor de salto o rotación de fase. Es importante señalar que esta región de error comprende a los eventos menos probables en una red, ya que en general los eventos más frecuentes son aquellos de poca profundidad y saltos o rotaciones de fase moderadas (área sombreada verde). Esta mejora respecto de los otros algoritmos se debe a dos factores. En primer lugar, mientras otros algoritmos usan umbrales fijos, al algoritmo propuesto selecciona el tipo de evento más probable minimizando el *MSE* entre el modelo y las mediciones. En segundo lugar, las secuencias se calculan considerando la tensión de prefalla estimada.

Este análisis se repitió con los otros tipos de eventos y se obtuvieron resultados similares en todos los casos. El desempeño de cada algoritmo con los diferentes tipos de eventos se muestra en la Tabla 5.2, donde se reportan los errores relativos porcentuales de clasificación. Estos errores fueron obtenidos promediando los errores de clasificación para las cinco perturbaciones, y cada uno de estos cinco errores fue calculado como el número de eventos mal clasificados (área gris de la Fig. 5.6) sobre el número total de eventos analizados (área total), es decir con la Ec. 5.6. En todos los casos, el algoritmo propuesto genera el menor número de errores de clasificación, logrando un mejor desempeño que el resto de los algoritmos. Nótese que en el caso del *SCA* y *SPA*, los errores en la clasificación de eventos tipo *H* e *I* no se informaron porque ambos algoritmos no clasifican estos tipos de eventos. Esto se debe a que dichos algoritmos fueron concebidos antes de que Ignatova *et al* [80] agregara los mismos a la clasificación *ABC*.

Adicionalmente, se realizó un análisis similar cuyos resultados se muestran en la Tabla 5.3, pero analizando particularmente el área sombreada verde, que como se mencionó anteriormente, representa la región con eventos de mayor probabilidad de ocurrencia [35]. Se puede ver que en estas condiciones el *ASA* sigue siendo el algoritmo con el menor nivel de error, alcanzando error nulo con las perturbaciones *SFDF*, *RFS* y *DTP* y errores marginales con las perturbaciones *SFDR* y *RFA*.

Tabla 5.2.: Error de clasificación de cada algoritmo, obtenido al promediar los cinco ensayos realizados.

<i>Algoritmo</i>	$e_A\%$	$e_B\%$	$e_C\%$	$e_D\%$	$e_E\%$	$e_F\%$	$e_G\%$	$e_H\%$	$e_I\%$
<i>SCA</i>	0,050	42,087	59,903	57,623	39,647	60,029	62,011	—	—
<i>SPA</i>	0,003	34,456	42,948	40,669	52,449	56,084	58,047	—	—
<i>SVA</i>	0,009	33,698	47,235	45,177	45,504	67,335	69,397	41,530	40,006
<i>ASA</i>	0,003	25,749	32,757	27,298	27,235	49,526	53,485	13,897	10,395

## 5. Algoritmo de secuencias absolutas

Tabla 5.3.: Error de clasificación de cada algoritmo, obtenido al promediar los cinco ensayos realizados considerando sólo el área sombreada verde correspondiente a los eventos más probables.

Algoritmo	$e_A\%$	$e_B\%$	$e_C\%$	$e_D\%$	$e_E\%$	$e_F\%$	$e_G\%$	$e_H\%$	$e_I\%$
SCA	0.051	38.690	54.925	53.952	51.867	72.418	73.055	—	—
SPA	0.008	48.865	51.089	50.138	60.597	62.004	62.538	—	—
SVA	0.044	50.464	53.236	52.555	57.366	78.101	78.898	53.509	62.240
ASA	0.008	3.569	41.673	40.333	8.956	55.332	56.161	17.178	27.162

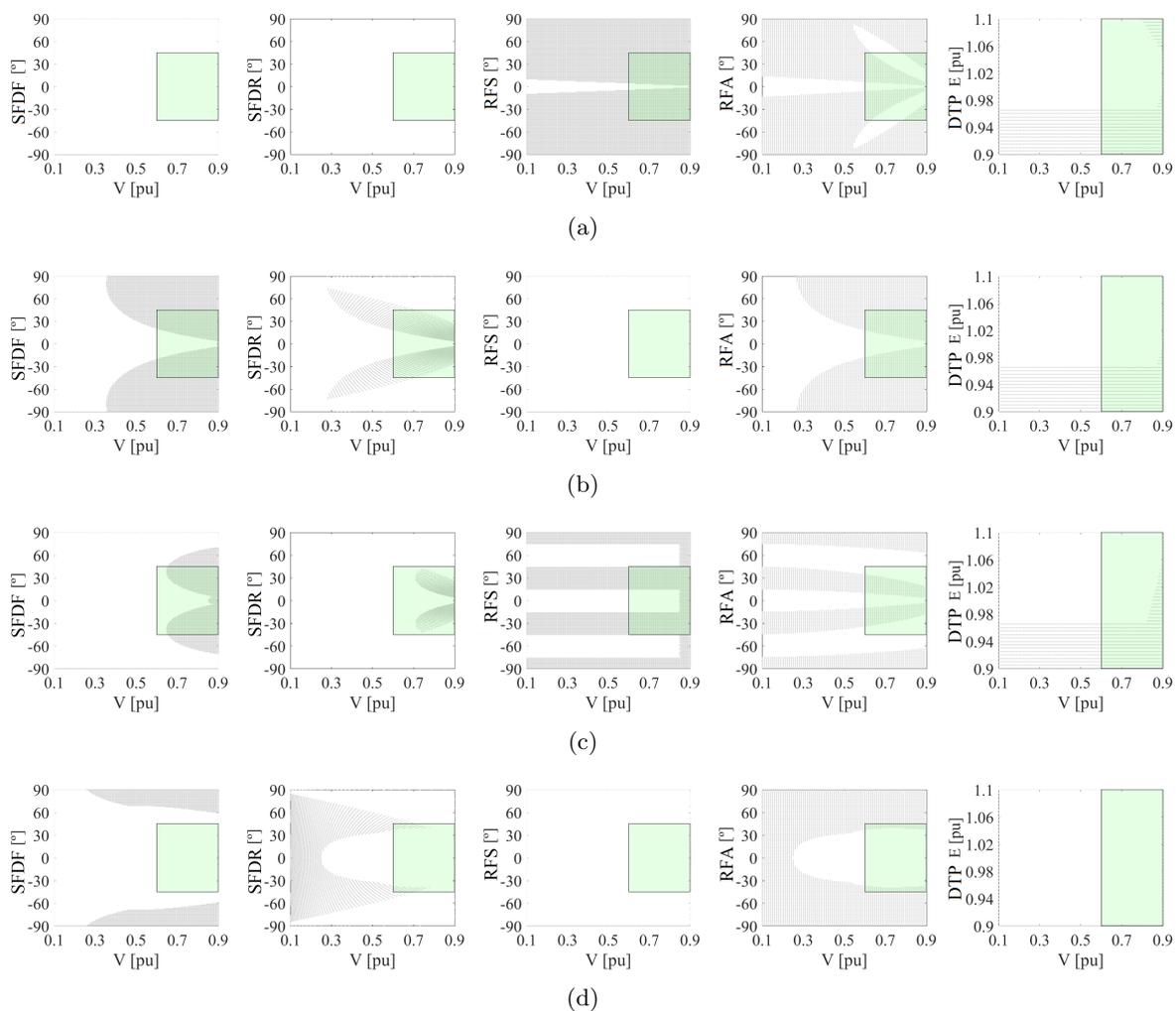


Figura 5.6.: De izquierda a derecha: errores de clasificación bajo saltos de fase simétricos, saltos de fase asimétricos, rotaciones de fase simétricas, rotaciones de fase asimétricas y desviaciones de la tensión de prefalla en un evento tipo *B*. (a) SCA (b) SPA (c) SVA (d) ASA. Obsérvese que los puntos grises representan todas las combinaciones de condiciones (saltos de fase y rotaciones, tensión de prefalla y magnitud del evento) que producen clasificaciones erróneas.

## 5.3 Conclusiones

En este capítulo se ha propuesto un nuevo algoritmo de clasificación de eventos de tensión, que utiliza la información provista por el valor absoluto de las tres componentes simétricas fundamentales de las tres tensiones simples y un estimador para evaluar cual es el tipo de evento más probable de acuerdo a las señal trifásica de entrada. Este algoritmo, denominado **ASA**, se diferencia de los otros algoritmos evaluados por no utilizar umbrales de clasificación fijos, por lo cual se adapta mejor a las variaciones de amplitud de la tensión de prefalla, y a las variaciones de amplitud y fase durante la falla. Este método presenta un desempeño adecuado en la clasificación de eventos cuando estos son afectados por saltos de fase debidos a la impedancia de falla y a los parámetros de la red, rotaciones de fase simétricas y asimétricas, y desviaciones de la tensión de prefalla respecto del valor nominal. A través de diversos ensayos se demostró que el **ASA** presenta errores nulos ante perturbaciones como **SFDF**, **RFS** y **DTP**, y errores marginales con las perturbaciones **SFDR** y **RFA** obteniendo en todos los casos un desempeño mejor al de los otros algoritmos propuestos en la bibliografía.



## 6 Resultados Experimentales



“Napoleón cruzando los Alpes”, Jacques-Louis David, 1801

*“El coraje no es tener la fuerza para seguir; es seguir cuando no tienes fuerza”*  
Napoleón Bonaparte.

### Síntesis del capítulo

En este Capítulo se implementa el algoritmo propuesto en un instrumento Medidor Inteligente de Calidad de Energía que se encuentra en desarrollo en el *Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC)*, y se evalúa su desempeño en la clasificación de eventos reales capturados en la red eléctrica del mismo.

## 6. Resultados Experimentales

La clasificación de eventos puede abordarse desde dos perspectivas claramente diferentes: como un proceso *offline*, sobre datos ya almacenados de diferentes lugares ó como un proceso *online* realizando la clasificación a medida que ocurren los eventos prácticamente en tiempo real.

El proceso *offline* permite extraer información estadística relevante o para el análisis a posteriori de fallos en la red y tiene la ventaja de poder realizarse en plataformas digitales con recursos computacionales elevados, y sin restricciones notorias de tiempo o eficiencia de procesamiento.

Por otro lado, el proceso *online*, es decir en tiempo real o cuasi real, en donde los eventos son detectados, segmentados y clasificados a medida que evolucionan es mucho más interesante, ya que permite no solo obtener información procesada, mucho más útil desde el punto de vista operativo y estadístico, sino que evita el almacenamiento de enorme volúmenes de datos crudos. El problema en este caso es que las plataformas digitales no tienen demasiados recursos computacionales ni de tiempo a disposición, ya que en general realizan muchas otras tareas simultáneas, como es el caso de los medidores de calidad de la energía, lo que conlleva a la necesidad de implementar algoritmos que sean eficientes en el uso de estos recursos. Los algoritmos lógicos descritos con profundidad en el Capítulo 3 son aptos para implementar en plataformas digitales ya que requieren menos capacidad de procesamiento, en comparación con algoritmos basados en herramientas de inteligencia computacional. Sin embargo, en la literatura específica [74, 75, 76, 79, 80] no abundan ejemplos de implementación en plataformas digitales, no se explica de manera consistente a través de que tipo de pre-procesamiento se rechaza el ruido y el contenido armónico presentes en la red, ni son analizados rigurosamente bajo estas condiciones reales de operación. En este capítulo se describirá la implementación del método propuesto en esta tesis y se evaluará su desempeño en la clasificación de eventos reales en tiempo real.

### 6.1 Implementación

En esta sección se aborda la implementación del algoritmo propuesto (ASA) en un Medidor Inteligente de Calidad de Energía en desarrollo en el LIC (ver Apéndice D). Este instrumento está compuesto por un DSP (TMS320F28335, procesador digital de señales de 32 bits con punto flotante) y una electrónica de acondicionamiento y adquisición de señales. En el mismo se ha programado un algoritmo de detección de secuencias que fue presentado en trabajos previos [91] basado en la mSDFT y en una *técnica de periodo de muestreo variable* (del inglés *variable sampling period technique*, VSPT), el cual se adapta en fase y frecuencia y proporciona un rechazo elevado al contenido armónico y ruido presentes en la red [93]. El método propuesto se ensayó con eventos reales capturados en laboratorio y luego sintetizados por un generador de señales programable para evaluar su desempeño.

#### 6.1.1 Detector de secuencias

En los trabajos de Carugati et al [93, 91], se propuso un medidor de armónicos y detector de secuencias para señales trifásicas basado en la mSDFT y en una VSPT, cuyo diagrama en bloques se observa en la Fig. 6.1.

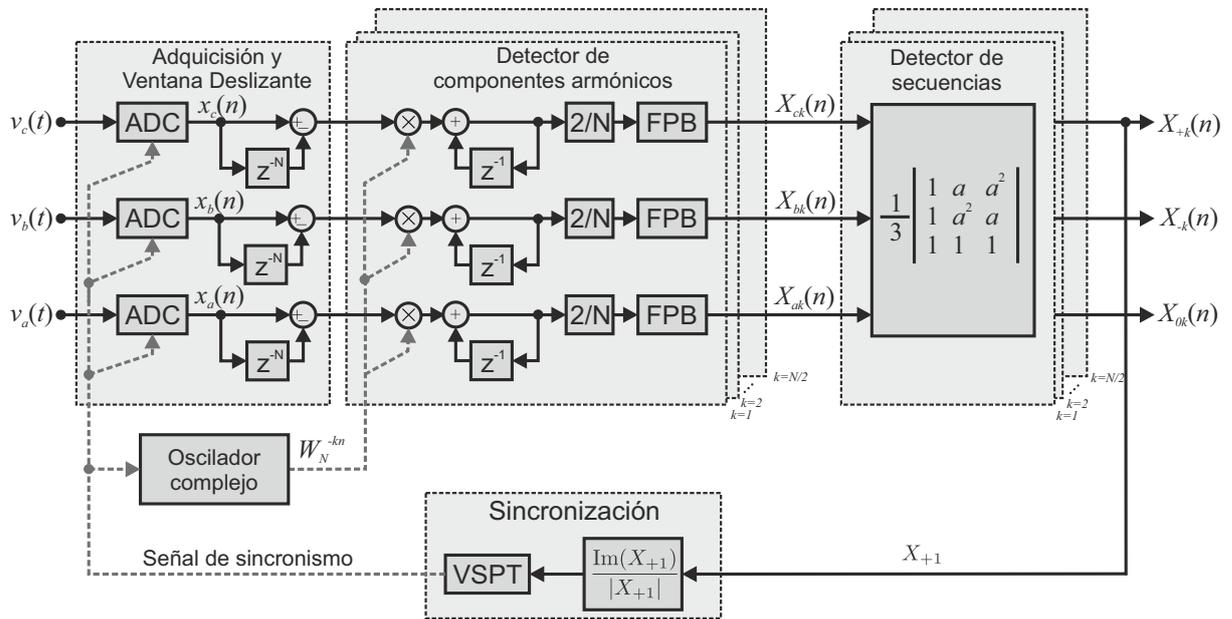


Figura 6.1.: Diagrama en bloques del detector de secuencias empleado para realizar los ensayos experimentales [93, 91]

La **mSDFT** es una implementación de la **DFT** que utiliza la propiedad de modulación para calcular la  $k$ -ésima componente espectral de la señal en una ventana de tiempo deslizante de longitud  $N$  (como se vió en detalle en la Sección 3.1.4.1.4 del Capítulo 3). En la Fig. 6.1 se puede observar esta ventana deslizante entre el *convertor analógico digital* (del inglés *analog to digital converter*, **ADC**) y el detector de componentes armónicos. La componente estimada por el algoritmo es un valor complejo y constante (la información de frecuencia es eliminada por la modulación), cuyo valor absoluto es la amplitud del armónico de interés y el argumento es la fase del mismo con respecto a la fase de la modulante. Tal como se describió en la Sección 3.1.4.1.4, a diferencia de otras implementaciones de la **DFT** de ventana deslizante, la **mSDFT** es siempre estable y no acumula error, lo cual la hace muy adecuada para el diseño de sistemas de medición y monitoreo de las componentes armónicas de una determinada señal. En el trabajo citado, se propone el uso de una **mSDFT** por cada línea del sistema trifásico, empleándose la misma modulante para cada una de ellas. De esta forma, se estiman las tres  $k$ -ésimas componentes de la señal trifásica sin modificar la diferencia de fase original entre ellas. Luego, mediante el concepto de componentes simétricas, se estima la componente de secuencia positiva, negativa y cero de la misma. Debido a que la **mSDFT** sufre del problema típico de la **DFT** cuando la frecuencia fundamental ( $f_L$ ) de la señal es variable (efecto conocido como espectro esparcido), se utiliza una técnica de periodo de muestreo variable para ajustar dinámicamente la frecuencia de muestreo a  $N * f_L$ . Como resultado del alto rechazo que provee la **mSDFT** a los armónicos de la red eléctrica y el ajuste dinámico del periodo de muestreo, el método propuesto en [93, 91] presenta un excelente desempeño para el procesamiento de las tensiones y corrientes de línea en tiempo real. Aquí se va a utilizar este sistema como pre-filtro, estimando las componentes fundamentales de las tensiones simples y sus componentes simétricas, que serán utilizadas por los métodos de clasificación de eventos.

### 6.1.2 Ensayos experimentales

El **ASA**, fue implementado adoptándose una ventana deslizante de  $N=128$  [muestras/ciclo]. En el diagrama de bloques de la Fig. 6.1 se ajustó el filtro pasabajos (FPB) para que opere como uno de segundo orden con una frecuencia de corte de 50 Hz. El fin es filtrar y minimizar las oscilaciones en las tensiones fundamentales estimadas. Esto modifica levemente la dinámica, pero afecta favorablemente tanto a la estimación de las componentes de secuencias como al periodo de muestreo adaptivo, ya que interviene en el lazo de control que utiliza la parte imaginaria de la secuencia positiva como señal de realimentación para ajustar la frecuencia de muestreo.

A fin de analizar el comportamiento del método propuesto en condiciones experimentales se ensayó el **ASA** con cuatro eventos de tensión reales. Como se observa en la Fig. 6.2, los eventos fueron registrados por un **PQM** comercial (PQube de PSL [41]) y luego se sintetizaron por un generador de señales programable. Estas señales fueron procesadas por el detector de secuencias y luego ingresaron al *algoritmo de secuencias absolutas*, el cuál generó dos salidas: el tipo de evento de acuerdo al criterio de clasificación **ABC** y las fases mayormente afectadas durante el mismo.

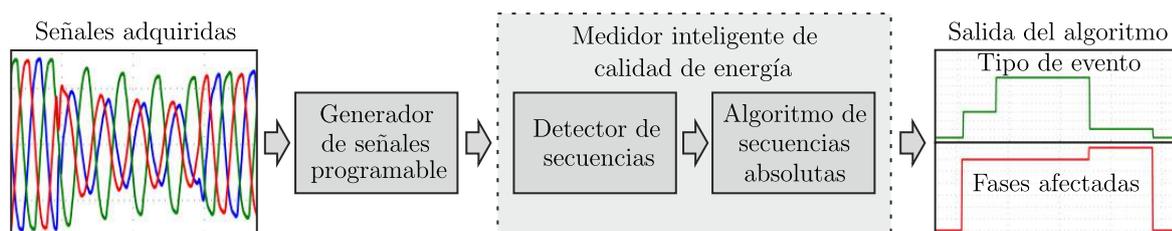


Figura 6.2.: Estructura del banco de ensayos.

A continuación se describen los cuatro ensayos y el desempeño del método propuesto. Como se apreciará, el método propuesto en un principio para la tarea de clasificar eventos de tensión, permite también realizar las tareas de detección y segmentación de las diferentes etapas que atraviesan los eventos durante su evolución. En este sentido, se presentará la descripción de estas tres tareas en cada uno de los eventos que forman parte de los ensayos realizados. Para cada ensayo se presentará una figura con el gráfico de las tensiones adquiridas, el valor **RMS** estimado con una ventana deslizante de 1 ciclo actualizada en cada muestra, el periodo de muestreo, la estimación del tipo de evento y la estimación de las líneas afectadas. En el gráfico del valor **RMS** se observa en línea de trazos negra los umbrales de detección del 90 % del valor nominal para detectar el inicio de un *dip* y del 110 % del valor nominal para detectar el inicio de un *swell*, y el área verde que corresponde al estado normal de la red desde el punto de vista del análisis de eventos.

#### 6.1.2.1 Ensayo nº 1: *dip* de tensión simétrico

El primer evento ensayado consiste en un *dip* simétrico que se caracteriza por presentar la misma caída de tensión en las tres líneas (Fig. 6.3). La mínima tensión **RMS** durante el *dip* es aproximadamente 74.53 % del valor nominal, la duración del evento es de 133.3 ms (6.67 ciclos

aproximadamente) y fue capturado a las 05:53 hs del día 13/05/2018 en el LIC. A continuación se describe el desempeño del ASA en cada una de las tareas.

- **Detección:** si se mide el tiempo transcurrido entre el cruce por debajo del umbral de detección de la primera tensión RMS y el primer flanco en la salida del ASA se encuentra que el mismo tardó sólo 5 ms (un cuarto de ciclo) en pasar del estado normal a clasificar el evento. Mientras que si se mide el tiempo transcurrido entre el cruce por encima del umbral de detección de la última tensión RMS que se recupera del evento y el último flanco en la respuesta del ASA se encuentra que el mismo tardó 6.7 ms (poco más de un cuarto de ciclo) en pasar de clasificar un evento al estado normal. Según la respuesta del ASA, el evento tiene una duración aproximada de 135 ms. Estas diferencias se deben a que el valor RMS se calcula con la señal completa mientras que las componentes empleadas en el ASA se procesan por la mSDFT y el filtro de segundo orden.
- **Segmentación:** el algoritmo divide el evento en cuatro segmentos. Hay dos segmentos durante el inicio, que duran 30 ms (un ciclo y medio) que podrían denominarse segmentos de transición, un segmento predominante de 101.6 ms (poco más de 5 ciclos), y un segmento pequeño al finalizar el evento de 3.4 ms que también podría denominarse segmento de transición. Es importante notar que los segmentos de transición dependen de la evolución de las tensiones además de los tiempos de convergencia de los algoritmos.
- **Clasificación:** en la Fig. 6.3 se observa que la tensión de la línea *b* es la primera en caer por debajo del umbral de detección del 90 %, motivo por el cuál el ASA pasa de un estado de red normal a clasificar inicialmente el evento como un *dip* tipo *D* e indicar que la línea mayormente afectada es la *b*. Luego, durante un breve lapso, el evento se clasifica como un *dip* tipo *F* con la misma línea afectada. Como es de esperar, el algoritmo clasifica el segmento principal como un *dip* tipo *A* e identifica que las tres tensiones están mayormente afectadas. Cuando las mismas se recuperan, durante un breve transitorio el ASA vuelve a clasificar el evento como un *dip* tipo *F* e identifica la tensión mayormente afectada *c*. Esto concuerda con la evolución del valor RMS, donde se observa que esta tensión es la de menor amplitud durante la recuperación. Finalmente, el algoritmo indica que las tres tensiones tiene un valor normal (*NOR*).

### 6.1.2.2 Ensayo n° 2: *dip* de tensión asimétrico en dos líneas

El segundo evento ensayado consiste en un *dip* asimétrico que afecta mayormente a las líneas *a* y *c* (Fig. 6.4). La mínima tensión RMS durante el *dip* es aproximadamente 44.71 % del valor nominal, el evento tiene una duración de 143.1 ms (7.15 ciclos aproximadamente) y fue capturado a las 10:47 hs del día 03/09/2015 en el LIC. A continuación se describe el desempeño del ASA en cada una de las tareas.

- **Detección:** respecto del valor RMS el ASA tardó sólo 5 ms (un cuarto de ciclo) en pasar del estado normal a clasificar el evento y 10 ms (medio ciclo) en pasar de clasificar un evento al estado normal, estimando que el evento tiene una duración aproximada de 150 ms.

## 6. Resultados Experimentales

- **Segmentación:** el algoritmo divide el evento en tres segmentos. Hay un segmento durante el inicio, que dura 25.7 ms (un ciclo y cuarto) que podría denominarse segmento de transición, un segmento predominante de 74.3 ms (poco más de 5 ciclos), y un segmento al finalizar el evento de 50 ms (dos ciclos y medio) que también podría denominarse segmento de transición.
- **Clasificación:** en la Fig. 6.4 se observa que durante el inicio del evento, los valores RMS de las tensiones  $a$  y  $c$  caen por debajo del umbral de detección manteniéndose la tensión RMS de la línea  $b$  por encima de este umbral. A su vez, observando las señales adquiridas se aprecia que ambas líneas afectadas presentan un salto de fase al iniciarse el evento. Estas características descritas son compatibles con un *dip* de tensión tipo  $C$  (Sección B.3 del Apéndice B), por lo cuál se verifica que la respuesta del algoritmo durante este segmento de transición, que indica la ocurrencia de un evento tipo  $C$  que afecta mayormente a las líneas  $a$  y  $c$ , es correcta. Luego, durante el segmento de mayor duración también desciende por debajo del umbral la tensión  $b$ . Un evento con dos tensiones afectadas mayormente y la tercera tensión afectada en menor medida pero con una caída menor al umbral es compatible con las características del *dip* tipo  $G$  (Sección B.7 del Apéndice B). De esta forma se verifica que el algoritmo estaría brindando una respuesta consistente, ya que indica la ocurrencia de un *dip* tipo  $G$  con las líneas  $a$  y  $c$  mayormente afectadas. Finalmente, durante el último segmento de transición las tres tensiones se recuperan en forma simétrica, por lo cuál el algoritmo clasifica este evento como un *dip* tipo  $A$  indicando que las tres líneas están mayormente afectadas.

### 6.1.2.3 Ensayo nº 3: *dip* de tensión asimétrico en una línea

El tercer evento ensayado consiste en un *dip* asimétrico que afecta mayormente a la línea  $c$  (Fig. 6.5). La mínima tensión RMS durante el *dip* es aproximadamente 25.26 % del valor nominal, el evento tiene una duración de 108.8 ms (5.44 ciclos aproximadamente) y fue capturado a las 09:11 hs del día 25/01/2016 en el LIC. A continuación se describe el desempeño del ASA en cada una de las tareas.

- **Detección:** respecto del valor RMS, el ASA tardó sólo 3.3 ms (menos de un cuarto de ciclo) en pasar del estado normal a clasificar el evento y 9 ms (casi medio ciclo) en pasar de clasificar un evento al estado normal, estimando que el evento tiene una duración aproximada de 115 ms.
- **Segmentación:** el algoritmo divide el evento en dos segmentos. Hay un segmento principal de 104 ms (poco más de 5 ciclos), y un segmento al finalizar el evento de 11 ms (poco más de medio ciclo) que podría denominarse segmento de transición. Se observa que a diferencia de los eventos analizados previamente, este evento carece de un segmento de transición al comienzo del mismo.
- **Clasificación:** en la Fig. 6.5 se observa que desde el inicio del evento, se presenta una abrupta caída de tensión en la línea  $c$  y una caída en las dos líneas restantes menor pero de magnitud suficiente para que el evento sea compatible con un *dip* tipo  $D$  (Sección B.4 del Apéndice B), teniendo en cuenta también los saltos de fase que se observan en las

señales adquiridas. Las líneas *a* y *b* muestran un desfase entre sí de casi  $180^\circ$ , lo cual es consistente con un *dip* tipo *D*, en donde se ve reducida la componente real, llevando a que ambas tensiones se encuentren prácticamente en contrafase. Como se observa en los gráficos, la salida del ASA es consistente con este razonamiento tanto en la clasificación del evento como en la identificación de la línea principalmente afectada. Luego, al finalizar el evento, se observa una transición bastante abrupta, pero que lleva a que el algoritmo clasifique el evento como un *dip* tipo *C* durante alrededor de medio ciclo. Esto se debe a que durante la recuperación se observa una caída de tensión bastante similar en las líneas *a* y *c*, mientras la restante se encuentra en la región de normalidad (entre ambos umbrales de detección).

#### 6.1.2.4 Ensayo nº 4: *dip* de tensión de dos etapas principales

El cuarto y último evento ensayado consiste en un evento compuesto por dos etapas principales. En la primera etapa se trata de un *dip* con una línea mayormente afectada, que luego de varios ciclos evoluciona a un *dip* prácticamente simétrico (Fig. 6.6). La mínima tensión RMS durante el *dip* es aproximadamente 27.04 % del valor nominal, el evento tiene una duración de 223 ms (11.15 ciclos aproximadamente) y fue capturado a las 07:35 hs del día 19/01/2019 en el LIC. Debido a que el evento dura más de 10 ciclos no es posible almacenar las señales completas, ya que se supera el límite actual del buffer en el cuál se almacena el principio y el fin del evento. Por esta razón, se observa en la Fig. 6.6 el evento dividido en dos partes. A continuación se describe el desempeño del ASA en cada una de las tareas.

- **Detección:** respecto del valor RMS el ASA tardó sólo 3.3 ms (menos de un cuarto de ciclo) en pasar del estado normal a clasificar el evento y 6.7 ms (poco más de medio ciclo) en pasar de clasificar un evento al estado normal, estimando que el evento tiene una duración aproximada de 226.7 ms.
- **Segmentación:** el algoritmo divide el evento en cuatro segmentos. Hay dos segmentos principales (por su duración mayor a 1 ciclo) y dos segmentos de transición. El primer segmento principal dura 43.3 ms (poco más de 2 ciclos), y el segundo dura 163.3 ms (poco más de 8 ciclos). Mientras que los dos segmentos de transición duran 8.3 ms y 6.6 ms (ambos duran menos de medio ciclo). Se observa que este evento carece de un segmento de transición al comienzo del mismo.
- **Clasificación:** en la Fig. 6.6 se observa que desde el inicio del evento, se presenta una abrupta caída de tensión en la línea *c* y una caída en las dos líneas restantes menor pero de magnitud suficiente para que el evento sea más compatible con un *dip* tipo *D* (Sección B.4 del Apéndice B). Como se observa en los gráficos, la salida del ASA en esta primera etapa es consistente con este razonamiento tanto en la clasificación del evento como en la identificación de la línea principalmente afectada. Luego, al finalizar esta primera etapa del evento, se observa que las dos tensiones restantes (*a* y *b*) comienzan a descender a valores tales que el evento pasa a tener mayor compatibilidad con un *dip* tipo *G* (Sección B.7 del Apéndice B). Posteriormente a esta etapa de transición, una vez que estas dos tensiones descienden hasta alcanzar valores RMS cercanos al de la tensión *c*, el evento evoluciona hacia un *dip* simétrico (tipo *A*) verificando la correcta clasificación. Se

## 6. Resultados Experimentales

observa que durante el evento las señales adquiridas presentan una distorsión armónica significativa que es mitigada por la **mSDFT** asegurando una clasificación sin oscilaciones. Finalmente, durante la recuperación del evento, se observa en el gráfico del valor **RMS** que durante menos de medio ciclo se produce una situación tal que la magnitud de las líneas *a* y *b* son menores a la magnitud de la línea *c*, que a su vez presenta una caída de tensión por debajo del umbral de detección. Esto conduce a que el **ASA** clasifique este segmento de transición como un *dip* tipo *G* con las fases *a* y *b* mayormente afectadas.

### 6.2 Conclusiones

En este Capítulo se ha descrito la implementación del *algoritmo de secuencias absolutas* en un instrumento Medidor Inteligente de Calidad de Energía que se encuentra en desarrollo en el *Laboratorio de Instrumentación y Control*, y se evaluó su desempeño en la clasificación de cuatro eventos reales registrados por un **PQM** comercial (PQube de PSL [41]) y luego sintetizados por un generador de señales programable. Se mostró que el algoritmo es implementable en una plataforma digital de recursos limitados, ya que ha sido adicionado al instrumento en desarrollo sin afectar el resto de las tareas y funcionalidades ya implementadas. Finalmente, se verificó que el método propuesto en su conjunto es capaz de detectar el evento, dividir el mismo en sus correspondientes segmentos (de acuerdo a lo presentado en la Sección 3.2 del Capítulo 3), y clasificar cada uno de estos segmentos determinando cuál es el modelo del criterio **ABC** más compatible con el evento real.

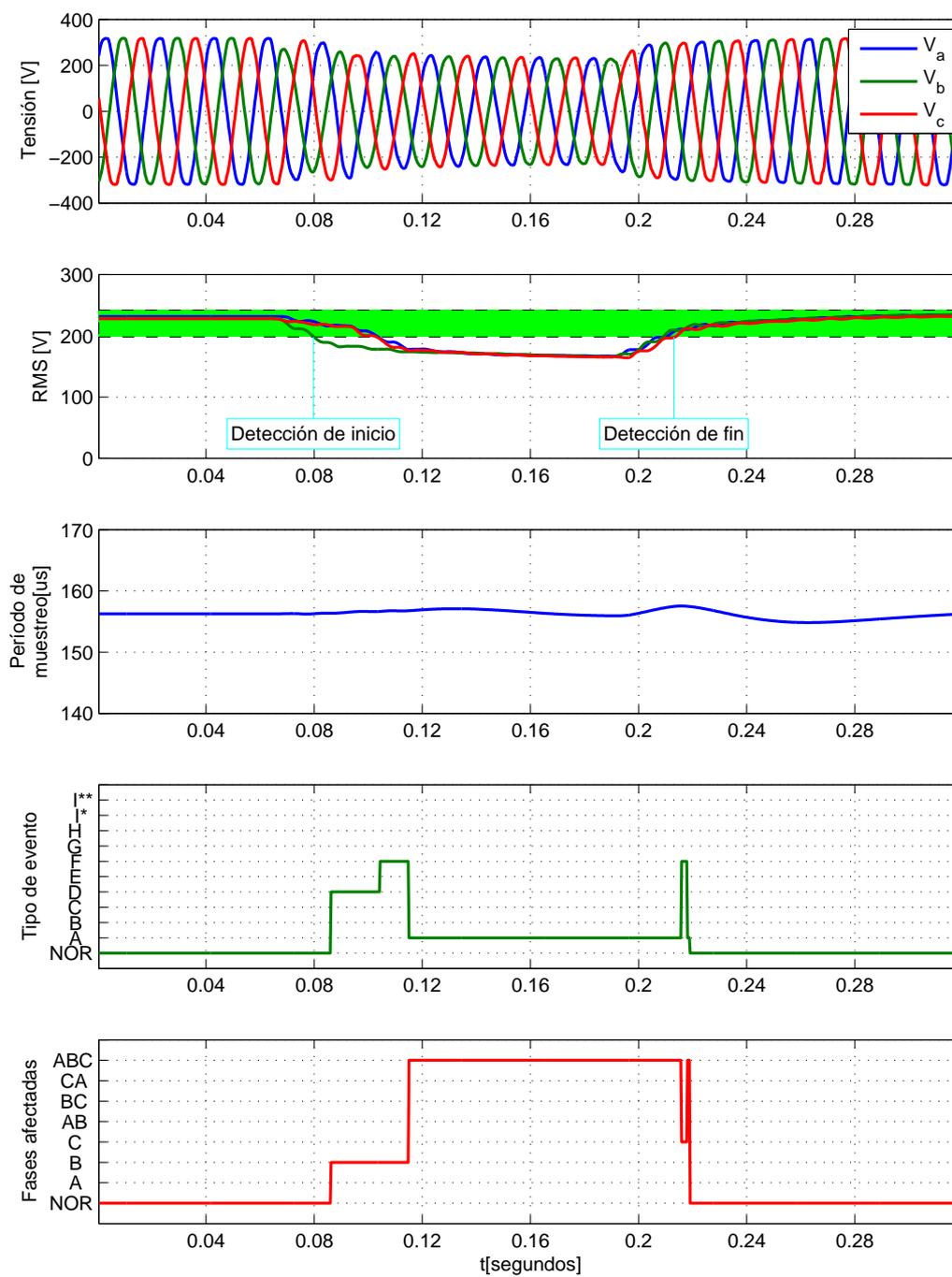


Figura 6.3.: Clasificación de un *dip* de tensión simétrico. Tensiones adquiridas, valor RMS estimado con una ventana deslizante de 1 ciclo actualizada en cada muestra, periodo de muestreo del detector de secuencias, estimación del tipo de evento y estimación de las líneas afectadas.

## 6. Resultados Experimentales

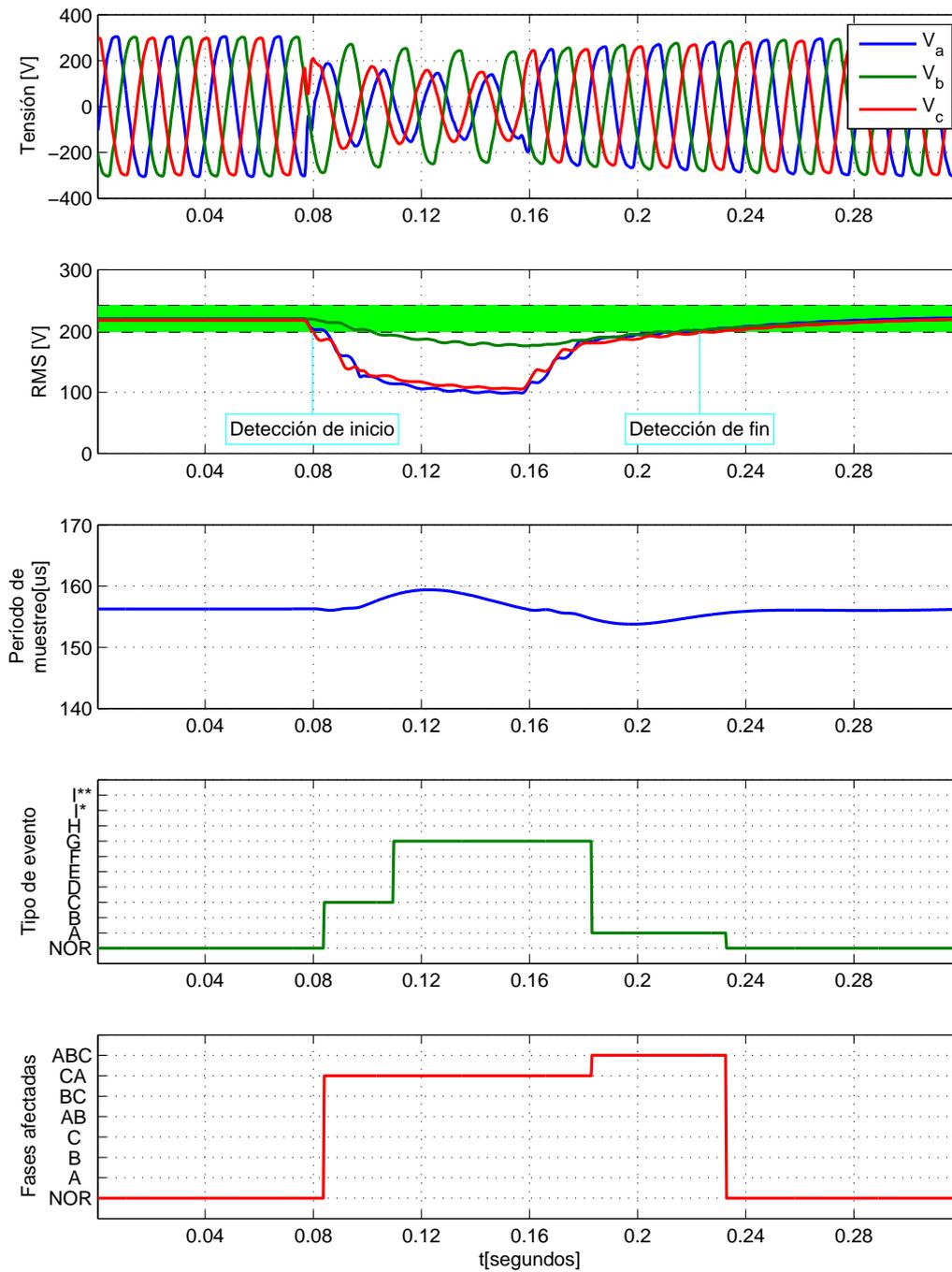


Figura 6.4.: Clasificación de un *dip* de tensión asimétrico en dos líneas. Tensiones adquiridas, valor RMS estimado con una ventana deslizando de 1 ciclo actualizada en cada muestra, periodo de muestreo del detector de secuencias, estimación del tipo de evento por el ASA y estimación de las líneas afectadas.

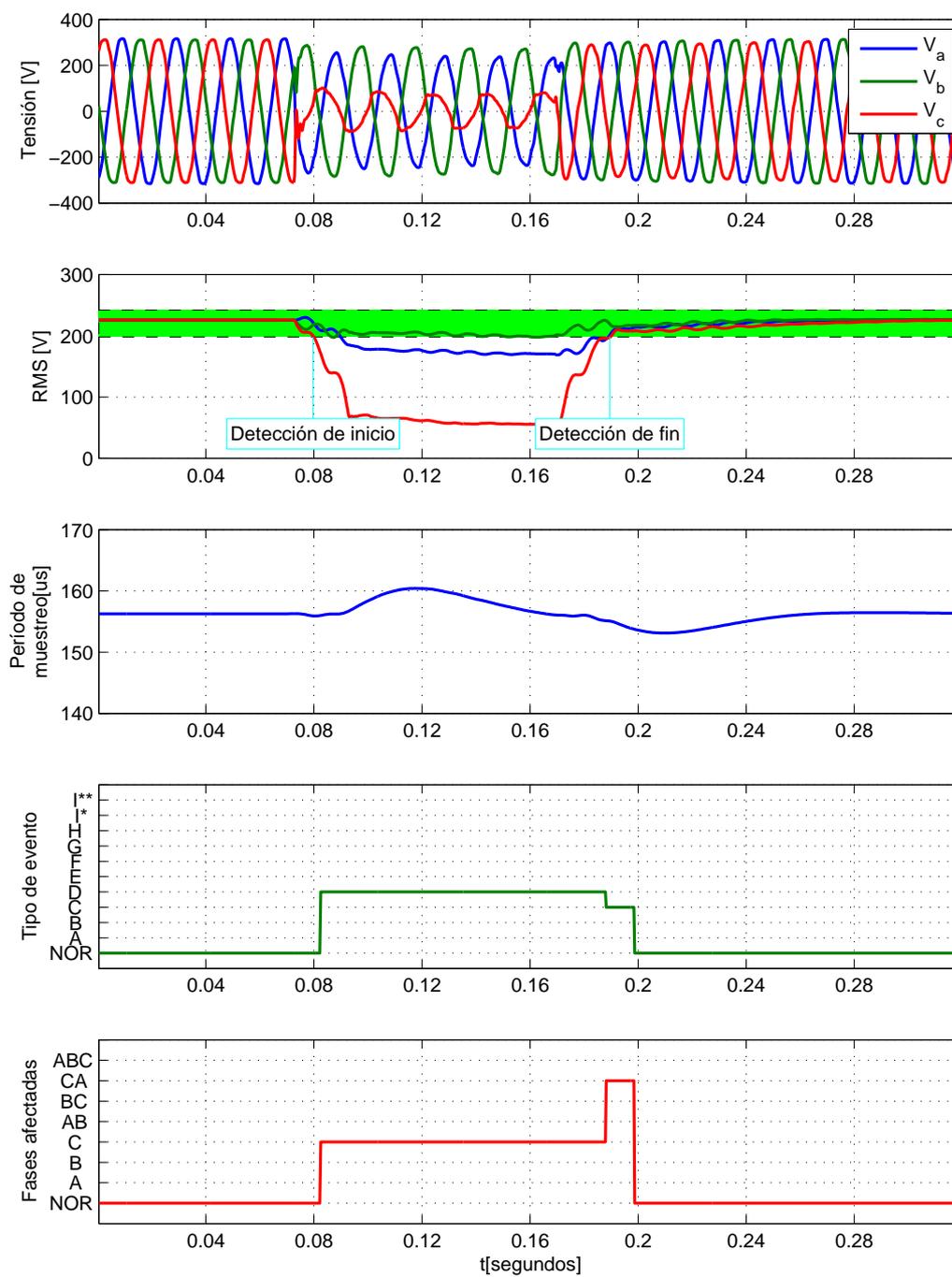


Figura 6.5.: Clasificación de un *dip* de tensión asimétrico en una línea. Tensiones adquiridas, valor RMS estimado con una ventana deslizante de 1 ciclo actualizada en cada muestra, periodo de muestreo del detector de secuencias, estimación del tipo de evento y estimación de las líneas afectadas.

## 6. Resultados Experimentales

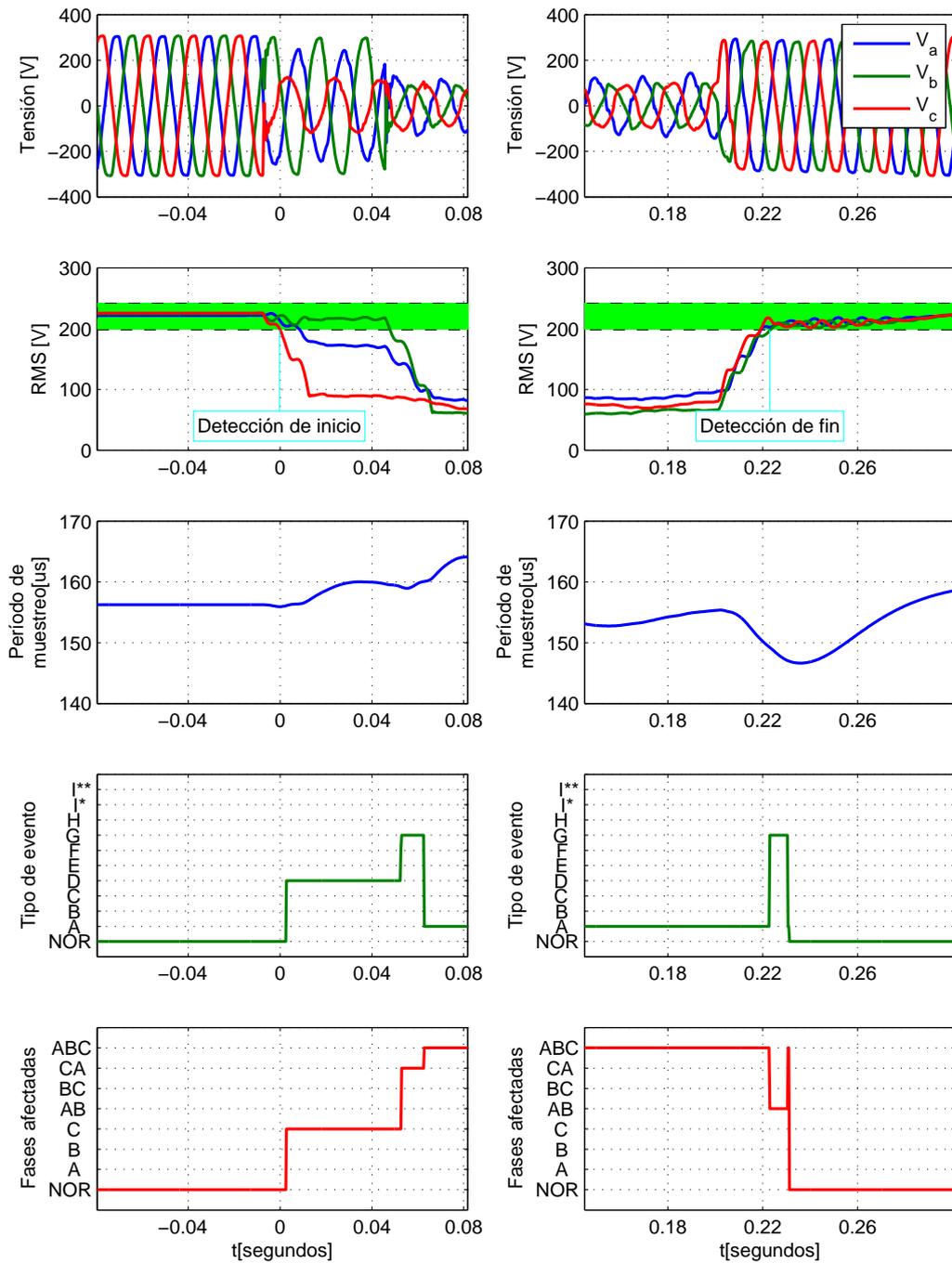


Figura 6.6.: Clasificación de un *dip* de tensión de dos etapas. Tensiones adquiridas, valor RMS estimado con una ventana deslizante de 1 ciclo actualizada en cada muestra, periodo de muestreo del detector de secuencias, estimación del tipo de evento y estimación de las líneas afectadas.

## 7 Conclusiones



“*El descanso*”, Pablo Picasso, 1932.

“*El mayor goce es el descanso después del trabajo*”  
Immanuel Kant, 1724-1804.

### Síntesis del capítulo

En este Capítulo se resumen las principales conclusiones y aportes de esta tesis y se describen las líneas de trabajo futuras.

### 7.1 Principales conclusiones y aportes

La evolución de la red eléctrica convencional hacia una verdadera red eléctrica inteligente presenta una serie de desafíos de gran magnitud. Esta tesis se ha focalizado en la calidad de la energía y su importancia, haciendo especial énfasis en los eventos de tensión. La tesis está enfocada principalmente en la identificación y clasificación de eventos, en donde se ha realizado un relevamiento exhaustivo y detallado del estado del arte, se han analizado en profundidad las limitaciones de los algoritmos y criterios de clasificación presentados en la bibliografía, y se ha propuesto un nuevo método que mitiga parte de estas limitaciones mejorando el desempeño y cometiendo menos errores de clasificación que los anteriores. A continuación se listan los principales aportes logrados en esta tesis:

- En primer lugar, se han descrito con sumo detalle diversos algoritmos de detección de eventos de tensión. Se han resaltado las ventajas y desventajas de cada método analizando su desempeño y se ha realizado una comparativa de todos los algoritmos bajo idénticas condiciones de ensayo, unificando criterios de evaluación y aportando información clara a la literatura.
- Esta tesis presenta un análisis de las ventajas y limitaciones de los principales criterios y algoritmos de clasificación de eventos de tensión presentes en la bibliografía. El análisis se basó en dos criterios de clasificación y tres algoritmos diferentes, cuyo desempeño fue ensayado bajo las mismas condiciones de operación. El *algoritmo de componentes simétricas (SCA)* y el *algoritmo de seis fases (SPA)*, originalmente propuestos para el *criterio de clasificación de eventos de tensión basado en las componentes simétricas (ACD)* fueron extendidos para contemplar el *criterio de clasificación de eventos de tensión basado en modelos teóricos de fallas típicas (ABC)*, siguiendo las sugerencias de la literatura. El *algoritmo de vector espacial (SVA)* fue originalmente diseñado para el criterio *ABC*, extendido a 3 nuevos tipos de eventos que incluyen *swells*. Se realizó un análisis detallado de su desempeño que no estaba disponible en la literatura. Se demostró que el desempeño de los tres algoritmos es limitado cuando los eventos de tensión están combinados con rotaciones de fase (simétricas y asimétricas), saltos de fase y/o desviaciones de la tensión de prefalla respecto de la tensión nominal.
- Se estudió cómo se originan aquellas perturbaciones durante la ocurrencia de un evento, todas ellas comunes en redes eléctricas reales y directamente relacionadas a las características de la red y de la carga. A pesar que algunos de estos errores fueron informados en la bibliografía específica (sólo dos de los tres algoritmos analizados), el análisis de las causas de los mismos es superficial. En esta tesis se enumeraron y describieron cada una de estas perturbaciones tratando de formar una explicación teórica completa, unificada y general, ya que en la bibliografía la información era escasa, se encontraba dispersa y era poco clara.
- En esta tesis se muestra que estos errores no sólo se deben a la arquitectura particular de cada algoritmo, sino también a la ambigüedad de los criterios de clasificación, lo cuál no es tratado en la literatura respectiva. En el caso del *SCA*, las ecuaciones (4.13) o (4.14) son más generales y tienen mayor validez que la ecuación (3.44). Sin embargo, las

mismas dependen del tipo de evento de tensión, por lo cuál se debería implementar un algoritmo recursivo o iterativo. El desempeño de los algoritmos SPA y SVA se pueden mejorar estimando los saltos o rotaciones de fase. No obstante, en aquellos casos donde el evento de tensión se combina con saltos o rotaciones de fase severos, la clasificación se torna prácticamente imposible. Finalmente, se destaca la importancia de la referencia de tensión utilizada en los algoritmos como el SCA y SVA. Teniendo en cuenta que ambos algoritmos están diseñados para tensiones trifásicas referidas a la tensión de prefalla, se deberían considerar aquellos casos en los cuáles el sistema no está basado en esta referencia para obtener un buen desempeño en implementaciones recursivas. Basándose en estos resultados se concluye que es necesario desarrollar un nuevo criterio de clasificación, utilizando información estadística de las fallas actuales e índices descriptores más comprensivos.

- A pesar que el alcance de esta tesis escapa al desarrollo de un nuevo criterio de clasificación de eventos de tensión, se consideró la propuesta de un nuevo algoritmo que minimice los errores mencionados, aprovechando el conocimiento adquirido al analizarlos en detalle. En este sentido, se propuso un nuevo algoritmo de clasificación de eventos de tensión trifásicos, denominado *algoritmo de secuencias absolutas (ASA)*. Este algoritmo utiliza la información provista por el valor absoluto de las tres componentes simétricas fundamentales de las tensiones trifásicas y un estimador que evalúa cuál es el tipo de evento más probable de acuerdo a la señal trifásica de entrada. A diferencia de otros métodos, este no utiliza umbrales de clasificación fijos, por lo tanto se adapta a las variaciones de amplitud de las tensiones de prefalla y a las variaciones de amplitud y fase de las tensiones durante la falla. Se demostró que este método presenta un desempeño adecuado en la clasificación de eventos cuando las tensiones de la red son afectadas por saltos de fase debidos a la impedancia de falla y a la impedancia de la red, rotaciones de fase simétricas y asimétricas, y desviaciones de la tensión de prefalla desde su valor nominal. Debido a que el método propuesto no utiliza umbrales de clasificación fijos, se obtiene una mejor adaptación a los cambios en la red eléctrica antes y durante la ocurrencia de la falla, reduciendo así el número de errores de clasificación en comparación con los otros métodos estudiados.
- Finalmente, se implementó el ASA en un instrumento Medidor Inteligente de Calidad de Energía que se encuentra en desarrollo en el *Laboratorio de Instrumentación y Control*, y se evaluó su desempeño en la clasificación de cuatro eventos reales registrados por un PQM comercial (PQube de PSL [41]) y luego sintetizados por un generador de señales programable. Se mostró que el algoritmo es implementable en una plataforma digital de recursos limitados, ya que ha sido adicionado al instrumento en desarrollo sin afectar el resto de las tareas y funcionalidades ya implementadas. Finalmente, se verificó que el método propuesto en su conjunto es capaz de detectar el evento, dividir el mismo en sus correspondientes segmentos (de acuerdo a lo presentado en la Sección 3.2 del Capítulo 3), y clasificar cada uno de estos segmentos determinando cuál es el modelo del criterio ABC más compatible con el evento real.

### 7.2 Líneas de trabajo futuras

Al desarrollar esta tesis doctoral, se fortaleció el conocimiento en la temática, lo que motivó nuevas ideas e hipótesis que permitieron confeccionar las siguientes líneas de trabajo futuras:

- **Desarrollo de nuevos criterios de clasificación basados en múltiples puntos de medición o en el uso de información de tensión y corriente en forma simultánea:** los problemas detectados en la clasificación provienen de la ambigüedad que introducen ciertas perturbaciones relacionadas con la estructura de la red y la naturaleza de la falla, que hacen que dos tipos de fallas diferentes causen un mismo tipo de evento en el punto de medida. Sería factible eliminar esta ambigüedad empleando más de un punto de medición o empleando información de tensión y corriente en el punto de medida. Esto puede evaluarse en forma computacional.
- **Analizar la posibilidad de emplear unidades de medición fasorial como dispositivo para clasificar eventos:** una *unidad de medición fasorial* (del inglés *phasor measurement units*, PMU) provee de información de los fasores de tensión con una sincronización basada en un reloj de tiempo universal. Es factible emplear este tipo de mediciones para clasificar eventos desde diferentes puntos de medición, para localizar e identificar correctamente la falla.
- **Desarrollar un método de clasificación que fusione la información de todos los algoritmos analizados, y que mediante un método probabilístico determine cuál es el evento más factible:** el objetivo es que todos los algoritmos de clasificación estudiados en esta tesis compitan, y a través de un método de votación que tiene en cuenta la respuesta de cada algoritmo se determine cuál es el evento más probable.

### 7.3 Publicaciones realizadas vinculadas con la temática de la tesis (2013 - 2019)

En el transcurso de la investigación se realizaron diversos trabajos que presentan partes de la labor realizada. A continuación se listan los mismos, agrupados según el medio (revista o congreso) y ámbito (nacional o internacional).

#### Revistas internacionales

J. L. Strack, I. Carugati, C. M. Orallo, S. Maestri, P. G. Donato, M. A. Funes, “*Three-phase voltage events classification algorithm based on an adaptive threshold*”. Electric Power System Research, ELSEVIER, Aprobado el 15 de enero de 2019 con cambios pendientes.

J. L. Strack, I. Carugati, C. M. Orallo, P. G. Donato., S. Maestri, D. Carrica, “*Analysis of drawbacks and constraints of classification algorithms for three-phase voltage dips*”. International Review of Electrical Engineering, no 1, Vol. 13, 2018.

I. Carugati, C. M. Orallo, P. G. Donato, S. Maestri, J. L. Strack, D. Carrica, *“Three Phase Harmonic and Sequence Components Measurement Method Based on mSDFT and Variable Sampling Period Technique”*. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement , vol. 65, no. 8, pp. 1761-1772, Aug. 2016.

#### Congresos internacionales

P. G. Donato, I. Carugati, J. L. Strack, C. M. Orallo, S. O. Maestri, M. A. Funes, M. Hadad, *“Algoritmo de clasificación automática de eventos: una herramienta para el diagnóstico y corrección de fallas en redes de distribución”*. V Congreso Smart Grids, Madrid, Dic. 2018. Disponible en: [Smart Grids Info](#)

#### Congresos nacionales

J. L. Strack, I. Carugati, P. G. Donato, S. Maestri, C. M. Orallo, G. F. di Mauro y D. Carrica, *“Algoritmo de clasificación de eventos de tensión trifásicos basado en la transformada de Fortescue”*. IEEE ARGENCON 2018. San Miguel de Tucumán, Argentina.

J. L. Strack, I. Carugati, C. M. Orallo, P. G. Donato, S. Maestri, D. Carrica, *“Evaluación y comparación de algoritmos de clasificación de eventos de tensión mediante su implementación en un DSP”*. IEEE ARGENCON 2016. UTN – FRBA. CABA. Argentina.

J. L. Strack, I. Carugati, C. Orallo, P. Donato, S. Maestri, J. Suárez, *“Evaluación de métodos de detección de eventos de tensión”*. XVI Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control - RPIC 2015. UTN Facultad Regional Córdoba y Universidad Nacional de Córdoba. Córdoba. Argentina.

J. L. Strack, I. Carugati, C. Orallo, P. Donato, S. Maestri, J. Suárez, *“Evaluación de algoritmos para la clasificación de huecos de tensión trifásicos con herramientas de inteligencia computacional”*. XVI Reunión de Trabajo en Procesamiento de la Información y Control - RPIC 2015. UTN Facultad Regional Córdoba y Universidad Nacional de Córdoba. Córdoba. Argentina.

## 7.4 Distinción vinculada con la temática de la tesis

En 2017, junto a colegas del *Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC)* se recibió el *“Premio en Concurso Nacional de Innovaciones, INNOVAR 2017 - Energía y Desarrollo Sustentable”*. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, por la participación en el desarrollo de un Medidor Inteligente de Calidad de Energía (Cód. 20817, página 178 del Catálogo INNOVAR 2017 [94]). El prototipo de este equipo es el que ha servido de plataforma para evaluar el *ASA* en forma experimental, tal como se vio en el Capítulo 6.

## 7.5 Otras publicaciones realizadas (2013 - 2019)

En el transcurso de la investigación asociada a la tesis, se realizaron otros trabajos relacionados con calidad de la energía y generación a partir de fuentes renovables, que si bien no pertenecen al núcleo de la tesis, representan estudios y desarrollos paralelos que están relacionados con la misma.

### Revistas internacionales

J. L. Strack, J. A. Suárez, G. F. di Mauro, S. B. Jacob, *“Impacto de la Iluminación Residencial Eficiente en la Calidad de la Energía de una Red de Distribución”*. Revista Inge Cuc, Vol. 10, no 2, pp 9-19, 2014.

J. Suárez, G. di Mauro, D. Anaut, R. di Mauro, J. Strack, *“Análisis de la calidad de la energía en un centro de cómputos”*. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, vol. 21 no 1, pp. 30-40, 2013, Universidad de Tarapacá, Arica, Chile. ISSN 0718-3305.

### Revistas nacionales

S. B. Jacob, S. S. Tedoldi, G. J. Murcia, J. C. Branda, J. Fischer, J. L. Strack, D. Carrica, *“Puesta en Marcha y Estudio de la Operación en Campo de Microinversores de Potencia para Aplicaciones Fotovoltaicas”*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 20, pp.04.51-04.60, 2016. ISSN 2314-1433.

S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Branda, J. L. Strack, L. D. Nicolini, E. Garín, S. A. Gonzalez, D. Carrica, *“Sistema de Emulación Eólica para el ensayo de Convertidores de Baja Potencia”*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 20, pp. 08.83-08.94, 2016. ISSN 2314-1433.

S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Branda, J. L. Strack, J. A. Suárez, E. Garín, *“Interfaz de Monitoreo de un Sistema Fotovoltaico conectado a la Red”*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 18, pp. 04.19-04.28, 2014. ISSN 2314-1433.

S. B. Jacob, J. L. Strack, J. C. Branda, G. J. Murcia, J. A. Suárez, *“Evaluación del Consumo Eléctrico en el Sector Residencial de Mar del Plata. Aspectos Económicos y Ambientales”*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, vol. 17, pp. 01.35-01.42, 2013. ISSN 2314-1433.

### Congresos internacionales

S. S. Tedoldi, S. B. Jacob, J. Vignerte, J. L. Strack, G. J. Murcia, J. C. Branda y E. Garín, *“Impacto de la Generación Distribuida con Energía Solar Fotovoltaica en la Tensión Eléctrica – Simulación de un Caso”*. The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017. Universidad Nacional de Mar del Plata, Universidad Estatal de San Pablo, Universidad Católica Pontificia de Valparaíso. Mar del Plata, Argentina.

C. Agüero, G. di Mauro, D. Anaut, J. Strack, J. Vignerte, L. Nicolini, *“Herramientas de Análisis de Topologías para el Modelado de Redes Eléctricas de Distribución”*. The 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2017. Universidad Nacional de Mar del Plata, Universidad Estatal de San Pablo, Universidad Católica Pontificia de Valparaíso. Mar del Plata, Argentina.

J. L. Strack, D. Anaut, J. A. Suárez, S. B. Jacob, *“Optimización Multiobjetivo de Filtros Pasivos de Armónicos con Algoritmos Genéticos”*. The 11th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – CLAGTEE 2015. Universidad Estatal de San Pablo, Universidad Nacional de Mar del Plata, Universidad Católica Pontificia de Valparaíso. Guaratinguetá, Brasil.

J. L. Strack, J. A. Suárez, S. B. Jacob, J. C. Branda, G. J. Murcia, *“Iluminación Residencial Eficiente, Impacto en una Red de Distribución”*. Congreso Internacional de Distribución Eléctrica - CIDEL 2014, Buenos Aires, Argentina.

J. A. Suárez, G. Murcia, J. Strack, S. Jacob, J. Branda, *“Medición de Parámetros de Calidad de la Energía Eléctrica Aplicando Instrumentación Virtual”*. Congreso Internacional de Distribución Eléctrica - CIDEL 2014, Buenos Aires, Argentina.

### Congresos nacionales

C. M. Orallo, I. Carugati, J. Strack, S. Maestri, P. Donato, *“Comparative analysis of DFT-based synchrophasor estimators”*. AADECA 2018. CABA. Argentina.

M. P. Cervellini, M. Kusman, J. L. Strack, P. Donato, *“Resultados preliminares de un relevamiento de instalaciones fotovoltaicas en Argentina”*. AADECA 2016. CABA. Argentina.

N. Echeverría, M. Judewicz, G. Murcia, J. Strack, S. González, *“Algoritmo MPPT de conductancia incremental con doble cota”*. AADECA 2014 - Semana del Control Automático – 24<sup>o</sup> Congreso Argentino de Control Automático. Octubre de 2014 - Buenos Aires, Argentina.

S. B. Jacob, G. J. Murcia, J. C. Branda, E. Garín, J. L. Strack, N. Echeverría, M. Judewicz, J.A. Suárez, *“Proyecto Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos de Mar del Plata – Primera Etapa”*. XXXVII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Medio Ambiente. Vol. 2, pp. 04.29-04.38, 2014. Impreso en la Argentina. ISBN 978-987-29873-0-5.

### Revistas de divulgación

P. Cervellini, M. Kuzman, J. Strack, P. Donato, *“Resultados preliminares de un relevamiento de instalaciones fotovoltaicas en Argentina”*. Revista Ingeniería Eléctrica. Abril 2017.

P. G. Donato, I. Carugati, J. L. Strack, *“Medidores inteligentes en Argentina: consideraciones para una implementación adecuada”*. Revista Ingeniería Eléctrica. Agosto 2017.

J. L. Strack, J. Suárez, S. Jacob, J. C. Branda, G. Murcia, *“El impacto del uso masivo de lámparas de bajo consumo”*. Megavatios. Buenos Aires: EDIGAR S.A. Vol. n°412. p40 - 48. 2015. ISSN 0325-352x.



# Apéndices



# A Clasificación ACD

## Síntesis del apéndice

Aquí se describe el criterio de clasificación ACD basado en las secuencias fundamentales de la tensión, y se detallan los diagramas fasoriales, la forma de onda instantánea y las ecuaciones fasoriales de las tensiones y secuencias de cada uno de los eventos que forman parte de este criterio.

La clasificación ACD, basada en el análisis de las componentes simétricas de la tensión, distingue entre dips con la principal caída de tensión en una fase (tipo  $D$ ) y dips con la principal caída de tensión en dos fases (tipo  $C$ ). Los dips tipo  $D$  se subdividen en  $D_a$ ,  $D_b$  o  $D_c$ , donde el subíndice indica la fase más afectada. Por otro lado los huecos tipo  $C$  se subdividen en  $C_a$ ,  $C_b$  y  $C_c$ , donde el subíndice indica la fase menos afectada. De acuerdo a esta clasificación, los huecos de tensión se pueden representar fasorialmente a través de dos parámetros complejos,  $V$  y  $F$ . El factor  $V$  es definido como la tensión característica y representa a la mínima tensión durante el evento, sea esta una tensión de línea afectada por el factor  $\sqrt{3}$ , ó bien una tensión simple. El factor  $F$  es conocido como el factor PN (positive-negative), ya que depende de la diferencia entre las impedancias de secuencia positiva y negativa ubicadas entre la fuente y el PCC [92].

Cada tipo de dip se define a través de un juego de ecuaciones expresadas en función de  $V$  y  $F$ . Así, por ejemplo, la definición de un dip tipo  $C_a$  es:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ -\frac{1}{2}F - \frac{1}{2}jV\sqrt{3} \\ -\frac{1}{2}F + \frac{1}{2}jV\sqrt{3} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

De la misma manera, un dip tipo  $D_a$  se obtiene permutando  $V$  y  $F$  en (A.1). Según este criterio, un dip simétrico, es decir, con igual caída de tensión en las tres fases, es un caso particular de los dips asimétricos C y D donde se cumple que  $V = F$ . Para los dips restantes ( $D_b$ ,  $D_c$ ,  $C_b$ ,  $C_c$ ), se definen ecuaciones similares pero con la mayor caída de tensión en otras fases. A continuación se presentan los diagramas fasoriales y ecuaciones de cada tipo de evento.

## A.1 Evento tipo A

Se trata de un dip de tensión balanceado, es decir, se produce la misma disminución del valor eficaz en las tres tensiones de fase, como se observa en la Fig. A.1 [6]. Puede tener diversos orígenes, como por ejemplo un cortocircuito trifásico, el arranque de un motor trifásico asincrónico de elevada potencia en relación a la potencia de cortocircuito de la red, o cambios bruscos de carga trifásica balanceada debida a la conmutación de elementos de maniobra o la actuación de protecciones.

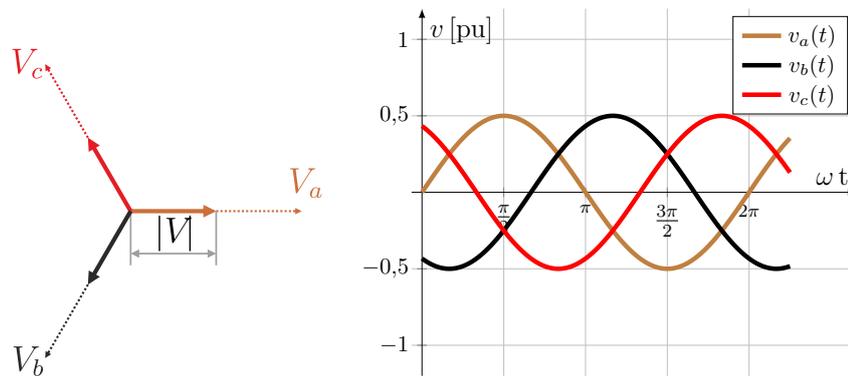


Figura A.1.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo A con tensión característica  $V = 0,5[pu]$ .

Expresión fasorial  
función de  
la tensión característica  $V$   
y el factor  $F$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} 1 \\ -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

En este caso particular, se cumple que  $V \approx F$ .

## A.2 Evento tipo C

Es un dip de tensión desbalanceado en el cual disminuye el valor eficaz de dos de las tres tensiones de fase [6]. Este evento se origina en general cuando se da un cortocircuito entre dos fases sin contacto a tierra o neutro. Además de verse afectadas las magnitudes de las dos tensiones, se produce un corrimiento de sus fases. Como se observa en la Fig. A.2, una de ellas sufre un adelanto de fase y la otra un atraso, para que la suma de las tres tensiones sea nula. Adicionalmente, la componente homopolar de tensión no puede tener lugar, ya que en el cortocircuito no hay contacto a tierra, de manera que no interviene la red de secuencia cero en el cálculo de la tensión de falla.

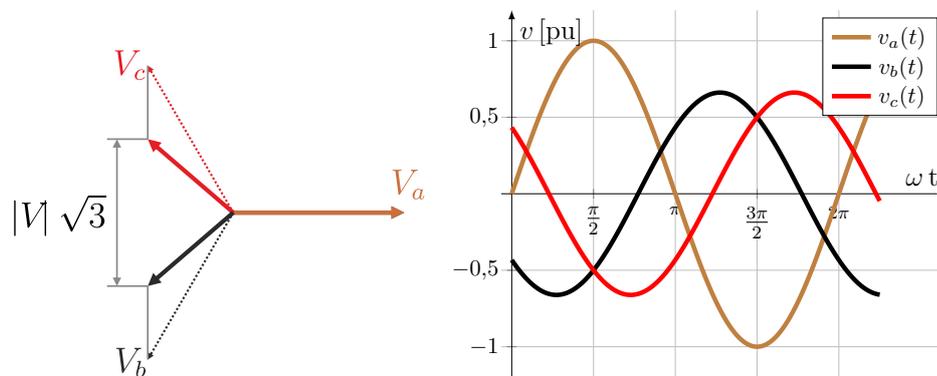


Figura A.2.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo C con tensión característica  $V = 0,5[pu]$ .

Expresión fasorial  
función de  
la tensión característica  $V$   
y el factor  $F$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ -\frac{1}{2}F - j\frac{\sqrt{3}}{2}V \\ -\frac{1}{2}F + j\frac{\sqrt{3}}{2}V \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{F+V}{2} \\ \frac{F-V}{2} \end{bmatrix}$$

En este caso particular, se cumple que  $F \approx 1$ .

### A.3 Evento tipo D

Es un dip de tensión desbalanceado con la principal caída en una fase, y la disminución de la parte real de las otras dos, originando sus desfases (Fig. A.3) [6]. No tiene un origen primario, sino que es consecuencia de la propagación de eventos originados a otros niveles de tensión a través de transformadores de potencia. Existen dos posibilidades, la primera es que provenga de un evento tipo B (Ver Apéndice ) propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar como los de conexión  $Yy$  o  $Dd$ . La segunda posibilidad es que el evento provenga de un evento tipo C propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar y transforman tensiones de línea a fase o viceversa, como los de conexión  $YNd$ ,  $Yd$ ,  $Dyn$  y  $Dy$  [95].

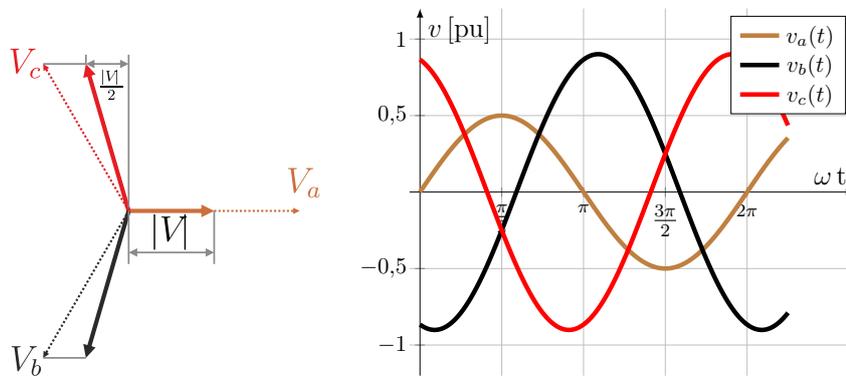


Figura A.3.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo D con tensión característica  $V = 0,5[pu]$ .

Expresión fasorial  
función de  
la tensión característica  $V$   
y el factor  $F$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \\ -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}F \\ -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}F \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{F+V}{2} \\ \frac{V-F}{2} \end{bmatrix}$$

En este caso particular, se cumple que  $F \approx 1$ .

## B Clasificación ABC

### Síntesis del apéndice

Aquí se describe el criterio de clasificación ABC basado en modelos teóricos de fallas típicas, y se detallan los diagramas fasoriales, la forma de onda instantánea y las ecuaciones fasoriales de las tensiones y secuencias de cada uno de los eventos que forman parte de este criterio.

La clasificación ABC presentada en [17] distingue entre siete tipos de dips ( $A, \dots, G$ ), y facilita la vinculación entre el tipo de evento y la falla que lo originó. El método fue desarrollado originalmente como parte de una predicción estocástica de dips de tensión. Al realizar un análisis estadístico de las fallas es posible calcular la frecuencia de ocurrencia de los diferentes tipos de eventos. Además, la clasificación ABC permite generar una amplia variedad de dips de tensión sintéticos reproducibles que permiten ensayar equipamiento trifásico que puede estar sometido a cualquiera de estos tipos de eventos cuando se encuentra conectado a la red eléctrica. En [96] se ha propuesto este criterio como complemento a los ensayos recomendados en la norma IEC 61000-4-11 [42].

Originalmente, esta clasificación constaba de un tipo de dip de tensión simétrico,  $A$ , tres tipos de dips cuya principal caída de tensión se da en una fase,  $B$ ,  $D$  y  $F$ , y tres tipos de dips cuya principal caída de tensión se da en dos fases,  $C$ ,  $E$  y  $G$ . A fin de completar la clasificación ABC, en [73] se propuso añadir tres dips de tensión combinados con swells. El tipo  $H$ , en el cuál la principal caída de tensión se da en una fase y en las fases restantes aparece una elevación de tensión, y los tipo  $I^*$  e  $I^{**}$ , cuya principal caída se da en dos fases y aparece una elevación de tensión en la fase restante.

A continuación se muestran las ecuaciones fasoriales que representan a la terna trifásica para cada tipo de evento de tensión en la clasificación ABC. Las mismas surgen de unificar los aportes de [17] y [73] y expresar las ecuaciones en dos sistemas de variables. Por un lado en función de la tensión de prefalla de la fase  $a$  denominada  $E_1$  y de la tensión residual  $V^*$ . Por otro lado, en función de las mismas variables utilizadas en el criterio ACD, como son la tensión característica  $V$  y el factor  $F$ . Finalmente, se presentan las relaciones entre ambos sistemas de variables.

## B.1 Evento tipo A

Se trata de un dip de tensión balanceado, es decir, se produce la misma disminución del valor eficaz en las tres tensiones de fase, como se observa en la Fig. B.1 [6]. Puede tener diversos orígenes, como por ejemplo un cortocircuito trifásico, el arranque de un motor trifásico asincrónico de elevada potencia en relación a la potencia de cortocircuito de la red, o cambios bruscos de carga trifásica balanceada debida a la conmutación de elementos de maniobra o la actuación de protecciones.

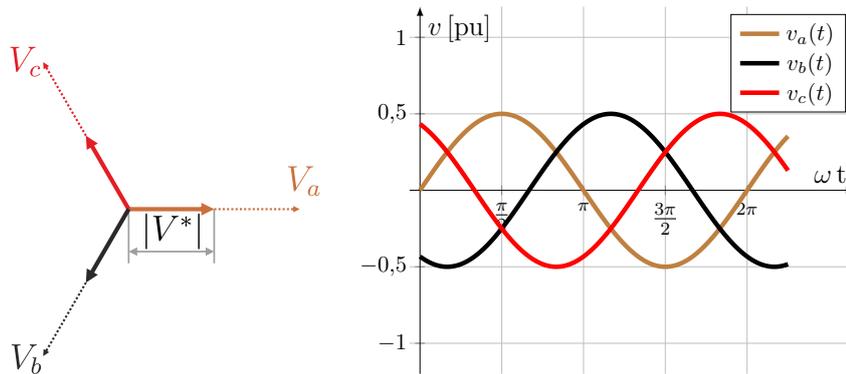


Figura B.1.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo A con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial  
función de  
la tensión de prefalla  $E_1$  y  
la tensión residual  $V^*$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = V^* \begin{bmatrix} 1 \\ -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

Expresión fasorial  
función de  
la tensión característica  $V$   
y el factor  $F$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} 1 \\ -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = V^* \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = V^* \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

## B.2 Evento tipo B

Es un dip de tensión desbalanceado, cuya principal caída de tensión se da sólo en una de las tres tensiones de fase [6]. Este evento generalmente se origina debido a un cortocircuito entre una fase y tierra o una fase y neutro en un tramo de red tal que pueda tener lugar una componente de tensión homopolar distinta de cero. La aparición de esta componente homopolar es la responsable de que las dos tensiones de fase restantes no se vean afectadas en su magnitud ni en su fase, como se aprecia en la Fig. B.2.

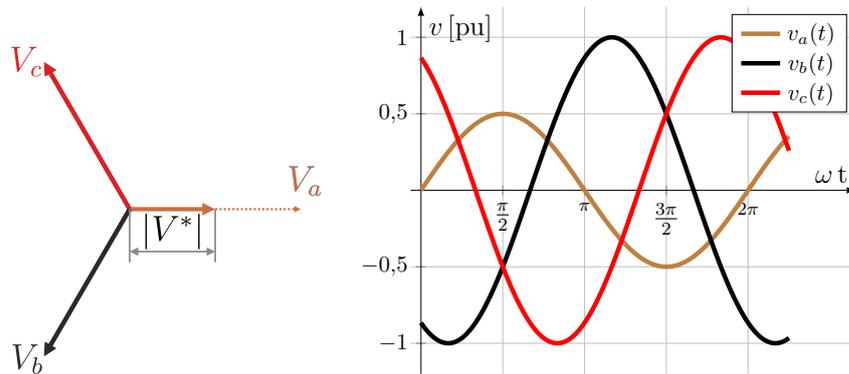


Figura B.2.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo B con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial función de la tensión de prefalla $E_1$ y la tensión residual $V^*$ :	Expresión fasorial función de la tensión característica $V$ y el factor $F$ :	Secuencias fundamentales:
$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ -\frac{1}{2}E_1 - j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \\ -\frac{1}{2}E_1 + j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3}{2}V - \frac{1}{2}F \\ -\frac{1}{2}F - j\frac{\sqrt{3}}{2}F \\ -\frac{1}{2}F + j\frac{\sqrt{3}}{2}F \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V^* - E_1}{3} \\ \frac{2E_1 + V^*}{3} \\ \frac{V^* - E_1}{3} \end{bmatrix}$

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{3}E_1 + \frac{2}{3}V^* \\ E_1 \end{bmatrix}$$

### B.3 Evento tipo C

Es un dip de tensión desbalanceado en el cual disminuye el valor eficaz de dos de las tres tensiones de fase [6]. Este evento se origina en general cuando se da un cortocircuito entre dos fases sin contacto a tierra o neutro. Además de verse afectadas las magnitudes de las dos tensiones, se produce un corrimiento de sus fases. Como se observa en la Fig. B.3, una de ellas sufre un adelanto de fase y la otra un atraso, para que la suma de las tres tensiones sea nula. Adicionalmente, la componente homopolar de tensión no puede tener lugar, ya que en el cortocircuito no hay contacto a tierra, de manera que no interviene la red de secuencia cero en el calculo de la tensión de falla.

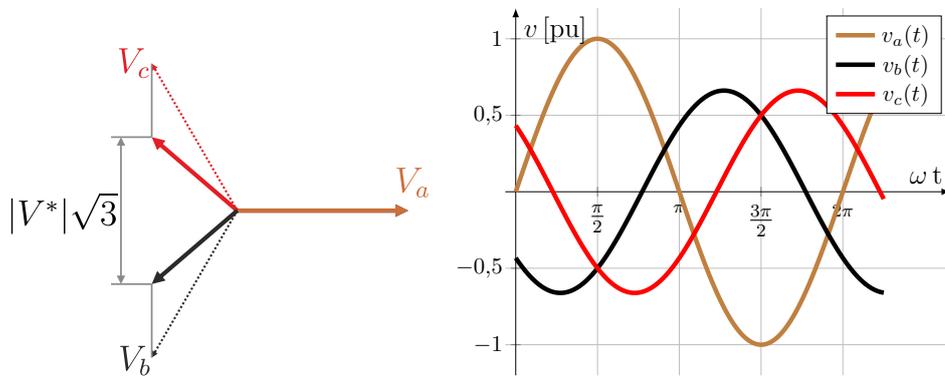


Figura B.3.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo C con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial  
función de  
la tensión de prefalla  $E_1$  y  
la tensión residual  $V^*$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 \\ -\frac{1}{2}E_1 - j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \\ -\frac{1}{2}E_1 + j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \end{bmatrix}$$

Expresión fasorial  
función de  
la tensión característica  $V$   
y el factor  $F$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ -\frac{1}{2}F - j\frac{\sqrt{3}}{2}V \\ -\frac{1}{2}F + j\frac{\sqrt{3}}{2}V \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{E_1 + V^*}{2} \\ \frac{E_1 - V^*}{2} \end{bmatrix}$$

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ E_1 \end{bmatrix}$$

## B.4 Evento tipo D

Es un dip de tensión desbalanceado con la principal caída en una fase, y la disminución de la parte real de las otras dos, originando sus desfases (Fig. B.4) [6]. No tiene un origen primario, sino que es consecuencia de la propagación de eventos originados a otros niveles de tensión a través de transformadores de potencia. Existen dos posibilidades, la primera es que provenga de un evento tipo B propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar como los de conexión  $Yy$  o  $Dd$ . La segunda posibilidad es que el evento provenga de un evento tipo C propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar y transforman tensiones de línea a fase o viceversa, como los de conexión  $YNd$ ,  $Yd$ ,  $Dyn$  y  $Dy$  [95].

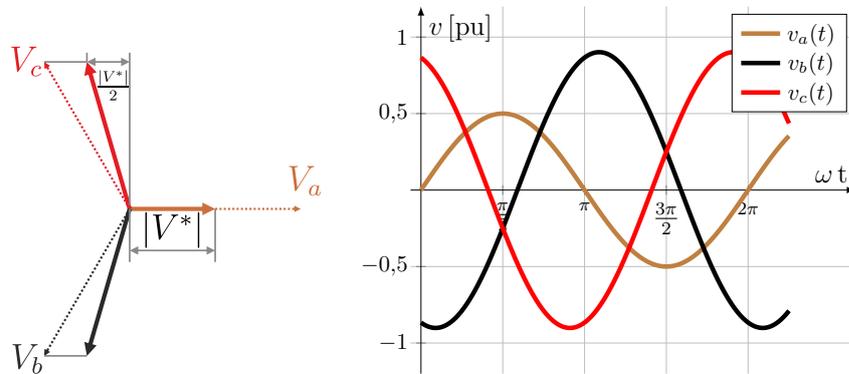


Figura B.4.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo D con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial función de la tensión de prefalla $E_1$ y la tensión residual $V^*$ :	Expresión fasorial función de la tensión característica $V$ y el factor $F$ :	Secuencias fundamentales:
$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ -\frac{1}{2}V^* - j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \\ -\frac{1}{2}V^* + j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \\ -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}F \\ -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}F \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{E_1 + V^*}{2} \\ \frac{V^* - E_1}{2} \end{bmatrix}$

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ E_1 \end{bmatrix}$$

## B.5 Evento tipo E

Se trata de un dip de tensión desbalanceado, que al igual que el evento tipo C, presenta una disminución del valor eficaz de dos de las tres tensiones de fase [6]. A diferencia del evento tipo C, se origina cuando se da un cortocircuito entre dos fases con contacto a tierra. En este caso puede existir componente homopolar de la tensión fundamental, por lo tanto, como se aprecia en la Fig. B.5, no se produce un corrimiento de fase en las fases afectadas.

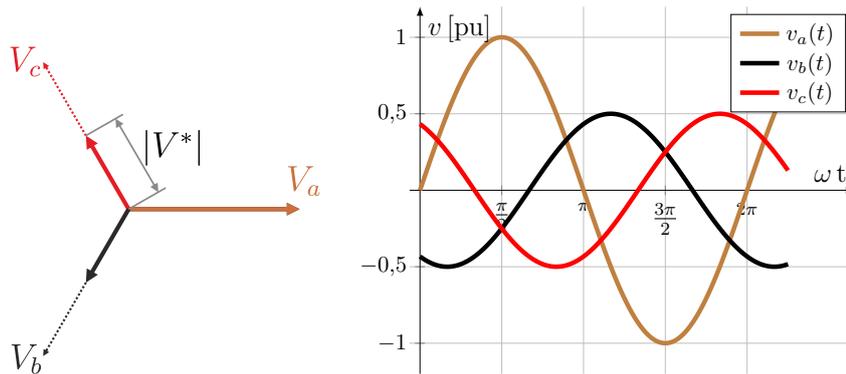


Figura B.5.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo E con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

<p>Expresión fasorial función de la tensión de prefalla <math>E_1</math> y la tensión residual <math>V^*</math>:</p> $\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_1 \\ -\frac{1}{2}V^* - j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \\ -\frac{1}{2}V^* + j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \end{bmatrix}$	<p>Expresión fasorial función de la tensión característica <math>V</math> y el factor <math>F</math>:</p> $\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3}{2}F - \frac{1}{2}V \\ -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}V \\ -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}V \end{bmatrix}$	<p>Secuencias fundamentales:</p> $\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{E_1 - V^*}{3} \\ \frac{E_1 + 2V^*}{3} \\ \frac{E_1 - V^*}{3} \end{bmatrix}$
--	---	--

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ \frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^* \end{bmatrix}$$

## B.6 Evento tipo F

Es un dip de tensión desbalanceado con la principal caída en una tensión de fase, con una disminución de la componente real e imaginaria de las otras dos tensiones originando un desfase en las mismas (Fig. B.6) [6]. Al igual que el evento tipo D, no tiene un origen primario, sino que es resultado de la propagación de eventos originados a otros niveles de tensión a través de transformadores de potencia. En general, es el resultado de un evento tipo E propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar y que transforman tensiones de línea en tensiones de fase o viceversa, como por ejemplo transformadores con conexión  $YNd$ ,  $Yd$ ,  $Dyn$  y  $Dy$  [95].

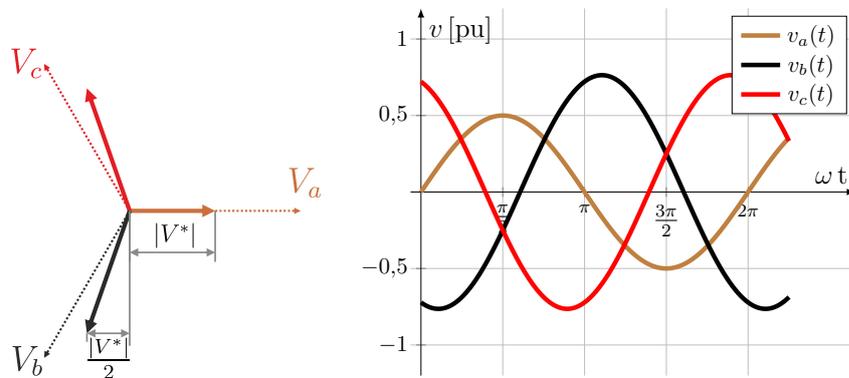


Figura B.6.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo F con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial función de la tensión de prefalla $E_1$ y la tensión residual $V^*$ :	Expresión fasorial función de la tensión característica $V$ y el factor $F$ :	Secuencias fundamentales:
$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ -\frac{V^*}{2} - j\left(\frac{E_1}{3} + \frac{V^*}{6}\right)\sqrt{3} \\ -\frac{V^*}{2} + j\left(\frac{E_1}{3} + \frac{V^*}{6}\right)\sqrt{3} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V \\ -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}F \\ -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}F \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{E_1 + 2V^*}{3} \\ \frac{V^* - E_1}{3} \end{bmatrix}$

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ \frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^* \end{bmatrix}$$

## B.7 Evento tipo G

Es un dip de tensión desbalanceado con la principal caída en dos tensiones de fase y una disminución de la magnitud aunque de menor proporción en la tensión restante (Fig. B.7) [6]. Al igual que los eventos D y F no tiene un origen primario, sino que es el resultado de la propagación de eventos originados a otros niveles de tensión a través de transformadores de potencia. En general, es el resultado de un evento tipo E propagado a través de transformadores que eliminan la componente homopolar, como aquellos con conexión *Yy* o *Dd* [95].

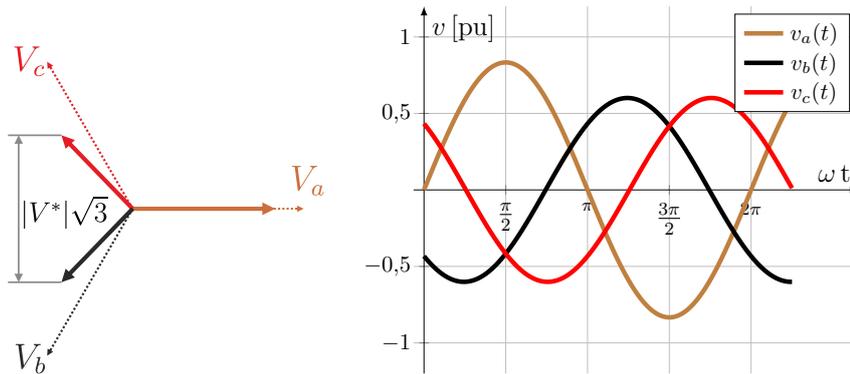


Figura B.7.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo G con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

<p>Expresión fasorial función de la tensión de prefalla <math>E_1</math> y la tensión residual <math>V^*</math>:</p> $\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^* \\ -\left(\frac{E_1}{3} + \frac{V^*}{6}\right) - j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \\ -\left(\frac{E_1}{3} + \frac{V^*}{6}\right) + j\frac{\sqrt{3}}{2}V^* \end{bmatrix}$	<p>Expresión fasorial función de la tensión característica <math>V</math> y el factor <math>F</math>:</p> $\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ -\frac{1}{2}F - j\frac{\sqrt{3}}{2}V \\ -\frac{1}{2}F + j\frac{\sqrt{3}}{2}V \end{bmatrix}$	<p>Secuencias fundamentales:</p> $\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{E_1 + 2V^*}{3} \\ \frac{E_1 - V^*}{3} \end{bmatrix}$
--	---	--

Relación entre los parámetros  $(V, F)$  y  $(V^*, E_1)$ :

$$\begin{bmatrix} V \\ F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ \frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^* \end{bmatrix}$$

## B.8 Evento tipo H

Es un evento de tensión caracterizado por presentar un dip de tensión en una de las tres tensiones de fase y un swell en las dos tensiones de fase restantes como se observa en la Fig. B.8. Se puede originar por una falla monofásica a tierra en un sistema trifásico sin neutro, o con neutro impedante (presenta alta impedancia a tierra), o por una falla monofásica a neutro de elevada impedancia [73].

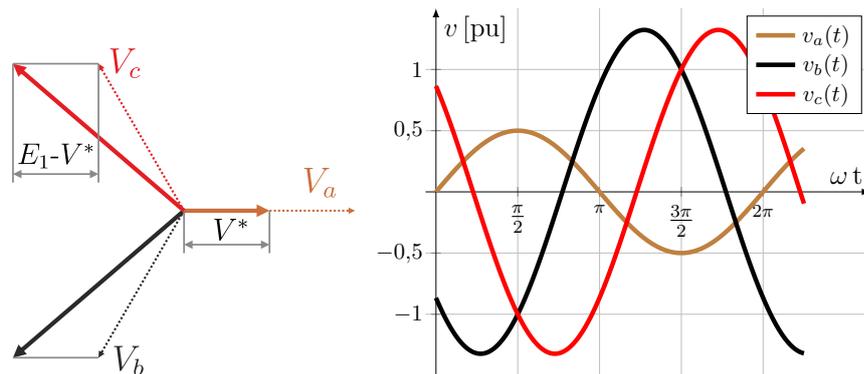


Figura B.8.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo H con tensión residual  $V^* = 0,5$  [pu].

Expresión fasorial  
función de  
la tensión de prefalla  $E_1$  y  
la tensión residual  $V^*$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* \\ -\frac{3}{2}E_1 + V^* - j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \\ -\frac{3}{2}E_1 + V^* + j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V^* - E_1 \\ E_1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

## B.9 Evento tipo I\*

Es un evento caracterizado por presentar un swell de tensión en una de las tres tensiones de fase y un dip de tensión en las otras dos tensiones de fase, tal como se ve en la Fig. B.9. El mismo se puede originar por un cortocircuito bifásico a tierra en un sistema trifásico sin neutro o con neutro impedante, o por una falla bifásica a neutro de elevada impedancia. El mismo está definido para tensiones residuales comprendidas entre  $0.75 \text{ pu} < V^* < 0.9 \text{ pu}$  [73].

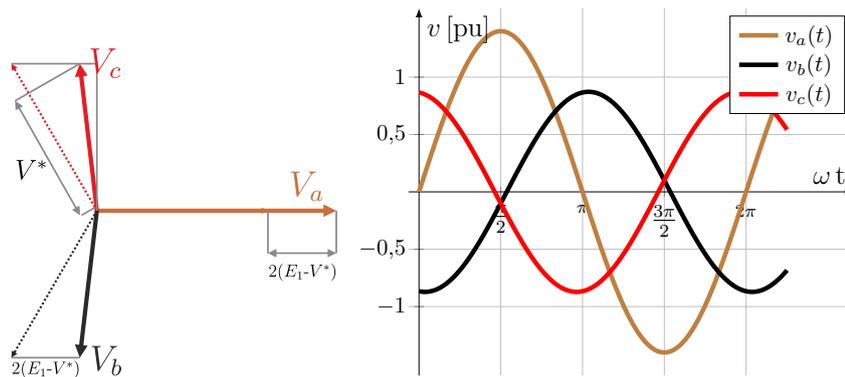


Figura B.9.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo I\* con tensión residual  $V^* = 0,8 \text{ [pu]}$ .

Expresión fasorial  
función de  
la tensión de prefalla  $E_1$  y  
la tensión residual  $V^*$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3E_1 - 2V^* \\ \frac{3}{2}E_1 - 2V^* - j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \\ \frac{3}{2}E_1 - 2V^* + j\frac{\sqrt{3}}{2}E_1 \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2(E_1 - V^*) \\ E_1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

## B.10 Evento tipo I\*\*

Es un evento caracterizado por presentar un swell de tensión en una de las tres tensiones de fase y un dip de tensión en las otras dos tensiones de fase, tal como se ve en la Fig. B.10. El mismo se puede originar por un cortocircuito bifásico a tierra en un sistema trifásico sin neutro o con neutro impedante o por una falla bifásica a neutro de elevada impedancia. El mismo está definido para tensiones residuales comprendidas entre  $0.1 \text{ pu} < V^* \leq 0.75 \text{ pu}$  [73].

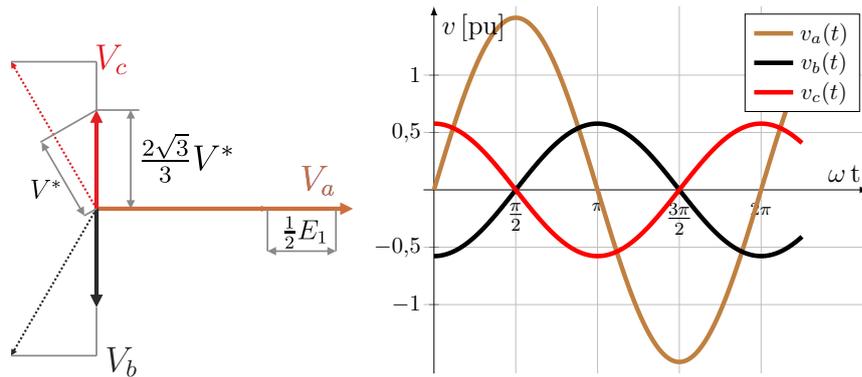


Figura B.10.: Diagrama fasorial y forma de onda instantánea de un evento tipo I\*\* con tensión residual  $V^* = 0,5 \text{ pu}$ .

Expresión fasorial  
función de  
la tensión de prefalla  $E_1$  y  
la tensión residual  $V^*$ :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{3}{2}E_1 \\ -j\frac{2\sqrt{3}}{3}V^* \\ j\frac{2\sqrt{3}}{3}V^* \end{bmatrix}$$

Secuencias  
fundamentales:

$$\begin{bmatrix} V_{01} \\ V_{+1} \\ V_{-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{2}E_1 \\ \frac{1}{2}E_1 + \frac{2}{3}V^* \\ \frac{1}{2}E_1 - \frac{2}{3}V^* \end{bmatrix}$$



# C Teorema de Fortescue

## Síntesis del apéndice

Aquí se describe brevemente el concepto de componentes simétricas, desarrollado por Fortescue en 1918. Se presentan las ecuaciones principales de la transformada homónima y su interpretación en un sistema trifásico, aunque la misma tiene validez en cualquier sistema de corriente alterna polifásico.

## C.1 Componentes Simétricas

El concepto de componentes simétricas es muy utilizado para analizar sistemas trifásicos en régimen sinusoidal desequilibrado. Con este método, un conjunto de variables asimétricas (desbalanceadas) se puede descomponer en tantos sistemas simétricos (balanceados) como cantidad de fases tenga el sistema. Estos sistemas simétricos que comprenden al sistema asimétrico original se denominan sus componentes simétricas. Mediante este concepto se pueden analizar los desbalances de las señales provenientes de la red eléctrica, debido a que la misma ofrece una explicación rigurosa con sentido matemático y físico del sistema trifásico bajo esta condición de funcionamiento, y además permite obtener una medida para cuantificar el nivel de desbalance de una señal [83].

El concepto de componentes simétricas fue originalmente propuesto para fasores, por lo que se considerará inicialmente una terna balanceada de la forma:

$$\begin{bmatrix} V_a(t) \\ V_b(t) \\ V_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E(t) \\ aE(t) \\ a^2E(t) \end{bmatrix} \quad (\text{C.1})$$

donde  $a = e^{-j2\pi/3}$  es una rotación de  $-120^\circ$ ,  $a^2 = e^{-j4\pi/3}$  es una rotación de  $-240^\circ$  y  $E(t) = \hat{V}_1 e^{j\varphi_v(t)}$  es el fasor tomado como referencia del sistema. Analizando cada uno de los fasores del vector, se concluye que el orden temporal de los mismos es  $V_a(t)$ , luego  $V_b(t)$  y por último  $V_c(t)$ .

Cuando se modela una terna desbalanceada, la Ec. C.1 pierde validez debido a que el fasor  $E(t)$  y la rotación  $a$  son independientes para cada elemento del vector. El concepto de componentes simétricas establece que una terna desbalanceada puede descomponerse en tres

componentes, siendo:

$$\begin{bmatrix} V_a(t) \\ V_b(t) \\ V_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{+a}(t) + V_{-a}(t) + V_{0a}(t) \\ V_{+b}(t) + V_{-b}(t) + V_{0b}(t) \\ V_{+c}(t) + V_{-c}(t) + V_{0c}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{+1}(t) + V_{-1}(t) + V_{01}(t) \\ aV_{+1}(t) + a^2V_{-1}(t) + V_{01}(t) \\ a^2V_{+1}(t) + aV_{-1}(t) + V_{01}(t) \end{bmatrix} \quad (\text{C.2})$$

donde las tres tensiones complejas  $V_{+1}(t)$ ,  $V_{-1}(t)$  y  $V_{01}(t)$  son llamadas la secuencia positiva (o directa), secuencia negativa (o inversa) y secuencia cero (u homopolar) respectivamente:

$$\begin{bmatrix} V_{+1}(t) \\ V_{-1}(t) \\ V_{01}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{+1} e^{j\varphi_v(t)} \\ A_{-1} e^{j(-\varphi_v(t) + \varphi_{-1})} \\ A_{01} e^{j(\varphi_v(t) + \varphi_{01})} \end{bmatrix} \quad (\text{C.3})$$

En la Ec. C.3 se verifica que cada componente tiene diferente módulo ( $A_{+1}$ ,  $A_{-1}$ ,  $A_{01}$ ) y fase inicial ( $0^\circ$ ,  $\varphi_{-1}$ ,  $\varphi_{+1}$ ), pero giran a la misma velocidad  $\varphi_v(t)$ . Analizando la Ec. C.2 se concluye que cada señal perteneciente a la secuencia positiva de la terna conserva el orden de giro en relación a un sistema balanceado. Por otro lado, las señales pertenecientes a la secuencia negativa giran en sentido contrario mientras que la secuencia cero es igual en cada fase.

Trabajando matemáticamente la Ec. C.2 se demuestra que cada secuencia de una terna desbalanceada puede ser obtenida mediante la transformación:

$$\begin{bmatrix} V_{+1}(t) \\ V_{-1}(t) \\ V_{01}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a(t) \\ V_b(t) \\ V_c(t) \end{bmatrix} \quad (\text{C.4})$$

siendo  $a = e^{j2\pi/3}$  una rotación de  $120^\circ$  conocida como el operador de Fortescue.

## C.2 Interpretación

Considerando una señal trifásica en régimen sinusoidal desequilibrado (sin componentes armónicos), el método permite representar las tensiones de la red eléctrica como:

$$\begin{bmatrix} u_a(t) \\ u_b(t) \\ u_c(t) \end{bmatrix} = A_+ \begin{bmatrix} \cos(\varphi_u(t)) \\ \cos(\varphi_u(t) - 2\pi/3) \\ \cos(\varphi_u(t) - 4\pi/3) \end{bmatrix} + A_- \begin{bmatrix} \cos(\varphi_u(t) + \varphi_-) \\ \cos(\varphi_u(t) - 2\pi/3 + \varphi_-) \\ \cos(\varphi_u(t) - 4\pi/3 + \varphi_-) \end{bmatrix} + A_h \begin{bmatrix} \cos(\varphi_u(t) + \varphi_h) \\ \cos(\varphi_u(t) - 2\pi/3 + \varphi_h) \\ \cos(\varphi_u(t) - 4\pi/3 + \varphi_h) \end{bmatrix} \quad (\text{C.5})$$

donde los subíndices  $+$ ,  $-$  y  $h$ , denotan la componente de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia homopolar de la terna, respectivamente. En un sistema trifásico balanceado solo existe la componente de secuencia positiva, como se verifica al comparar las Ecuaciones C.1 y C.5, por lo cual se interpreta a estas señales como las componentes balanceadas dentro de una terna desbalanceada. Un ejemplo que justifica este razonamiento es el torque producido por un motor de inducción alimentado con una terna desbalanceada. En este caso el torque medio queda definido por la secuencia positiva de la terna mientras que la secuencia negativa genera oscilaciones y vibraciones de dos veces la frecuencia de las señales que alimentan al dispositivo

[97, 98]. Por lo tanto, la tensión de secuencia positiva de la terna puede interpretarse como la tensión que contribuye con el flujo de potencia desde el generador al motor.

La secuencia negativa también es un sistema balanceado, pero gira en sentido contrario a la secuencia positiva. Mientras que esta última tiene el máximo de la tensión  $v_a(t)$  seguido por el máximo de la tensión  $v_b(t)$  y a su vez seguido por el máximo de la tensión  $v_c(t)$ , en la secuencia negativa el orden es  $v_a(t)$ , luego  $v_c(t)$  y por último  $v_b(t)$ . La aparición de tensión de secuencia negativa indica un desbalance en la red lo cual lleva a un uso ineficiente del sistema trifásico.

Por último, la secuencia cero resulta el promedio entre las tres tensiones. La aparición de tensión de secuencia cero indica una conexión a tierra, es decir, esta relacionada con la corriente que no retorna al generador a través de los conductores de las fases.



# D Medidor Inteligente de Calidad de Energía

## Síntesis del apéndice

Aquí se describe brevemente el instrumento desarrollado por el grupo *Calidad de Energía* del *Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC)* perteneciente al *Instituto de Investigaciones Científicas y Tecnológicas en Electrónica (ICyTE)*. En el mismo se realizaron los ensayos experimentales.

## D.1 Descripción conceptual del sistema

El LICPM2 es un medidor inteligente de calidad de energía con funcionalidades de registrador, fruto de casi una década de investigación científica sobre temáticas relacionadas con la calidad de energía eléctrica. Este equipo emplea avanzados métodos digitales de procesamiento para el cálculo eficiente y preciso de los índices de calidad de energía y, a partir de un hardware sencillo y robusto, permite calcular y almacenar en una memoria SD tendencias, estadísticas y eventos. Al mismo tiempo, su diseño modular permitiría adicionar diferentes funcionalidades a futuro, tales como GPS (para implementar sistemas de medición sincrofasoriales o para georreferenciación), alimentación ininterrumpida, comunicación wireless, Ethernet, PLC (Power Line Communication), etc. En la Figura D.1 se presenta un diagrama genérico del LICPM2. A continuación, se describe cada uno de los módulos, que se conectan entre sí mediante conectores DB15.

### D.1.1 Módulo de procesamiento

Este módulo es responsable de la adquisición de las tensiones y corrientes de la red eléctrica, su procesamiento a fin de determinar los índices de calidad de energía y el almacenamiento de los datos procesados en una memoria SD. Además de los registros almacenados relacionados a la calidad de energía en el punto de medición, la memoria SD almacena el archivo de configuración y calibración de la unidad (ganancias y offsets de los canales analógicos). Los datos almacenados por el instrumento se dividen en tendencias y eventos. Las tendencias (trends) son un conjunto de datos que incluye el valor promedio, máximo y mínimo durante el período de medición

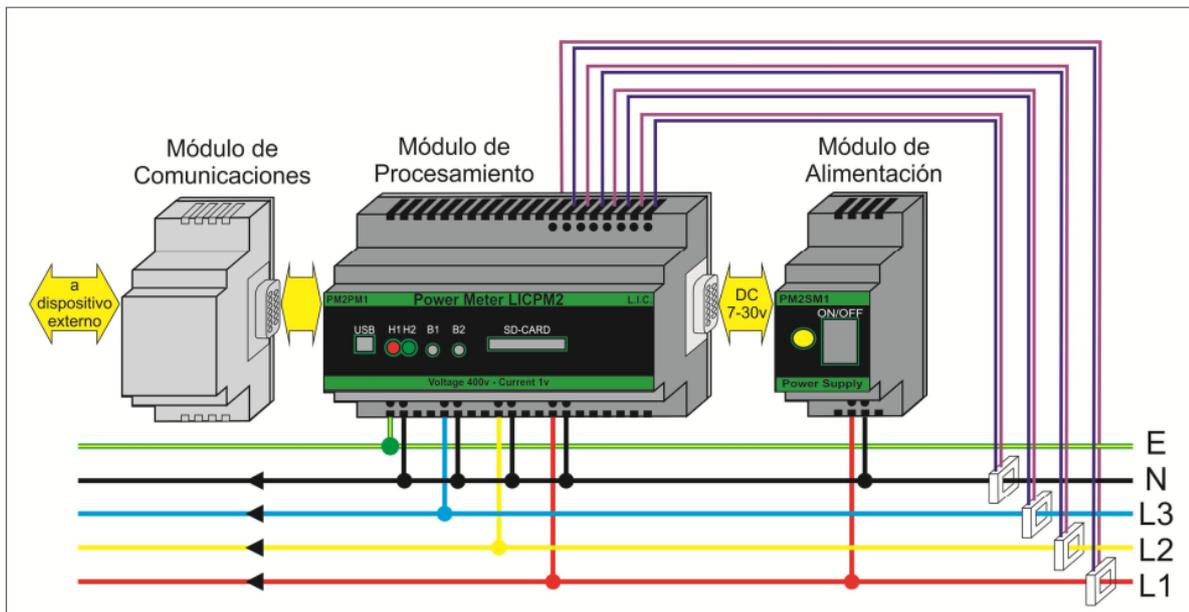


Figura D.1.: Idea conceptual del LICPM2.

de cada índice. Se generan dos tipos de tendencias, uno cada 150 ciclos de fundamental (3 segundos aproximadamente) y otro cada 5 minutos. Por defecto, solo las tendencias de 5 minutos son almacenados en la memoria SD, sin embargo, mediante la configuración de la unidad se puede habilitar el almacenamiento de las tendencias de 150 ciclos. Por otro lado, los eventos son situaciones particulares de las tensiones y corrientes que tiene un inicio y fin bien demarcado. Las condiciones que pueden disparar un evento son diversas, siendo la más común la caída de tensión de una fase de la red a menos del 90 % de su valor nominal. Los umbrales de disparo están determinados en el archivo de configuración. Para la conexión de otros módulos, el módulo de procesamiento cuenta con dos conectores DB15 (uno a la derecha y otro a la izquierda). Todas las tareas realizadas en este módulo son gestionadas por un **DSP** y *procesador de arquitectura RISC* (del inglés *advanced RISC machine*, **ARM**). El **DSP** es responsable de la adquisición y procesamiento de las tensiones y corriente de la red eléctrica mientras que el **ARM** es responsable del almacenamiento de los datos en la memoria SD y las comunicaciones con el exterior. El panel frontal del módulo (parte superior) permite el acceso a la memoria SD, un puerto USB, dos leds (uno indica el funcionamiento del **ARM** mientras que el otro indica el estado de la memoria SD), dos botones (uno para solicitar la extracción de la memoria SD y otro sin función por el momento).

### D.1.2 Módulo de alimentación

Este módulo tiene la electrónica necesaria para alimentar todo el medidor inteligente y proveer de autonomía ante interrupciones del suministro eléctrico (se utiliza una batería para este fin). El panel frontal del módulo de alimentación consta de un interruptor de encendido/apagado y un led amarillo para indicar el estado de la unidad.

### D.1.3 Módulo de comunicación

Se utiliza para implementar la comunicación entre el módulo de procesamiento y otro dispositivo externo. Entre las posibles tecnologías a implementar en este módulo se destacan la comunicación wireless, Ethernet y *comunicación por la línea de energía* (del inglés *power line communication*, PLC). No hay características específicas de este módulo debido a que se puede adaptar a la necesidad y aplicación.

### D.1.4 Dispositivo externo

Se trata de todo dispositivo que pueda conectarse al instrumento y proveer de una interface para que el usuario acceda en forma remota o local a los datos y control del mismo.

## D.2 LICPM2 Portátil

Los módulos del LICPM2 se han desarrollado con gabinetes individuales compatibles con riel DIN para su fácil instalación en tableros eléctricos. Al mismo tiempo, es posible montar todos sus módulos dentro de un solo gabinete a fin de proveer al equipo de portabilidad. En esta sección se describe la implementación de una unidad desarrollada con este concepto, la cual se utilizará como base para explicar las tareas y funcionalidades del LICPM2. Primero se describe el hardware del equipo y por último se presenta el funcionamiento del sistema basado en la descripción del hardware y un diagrama en bloques del sistema.

### D.2.1 Exterior del gabinete

En la Figura D.2 se presentan imágenes que corresponden a una unidad portátil del LICPM2. En la parte superior del gabinete se observan cinco conectores. El de mayor diámetro mostrado a la derecha corresponde a un conector AMP de 9 terminales utilizado para las puntas de tensión (sólo se emplean 5 de los terminales). Los cinco cables salientes a este conector terminan en conectores tipo banana aislados en los que se puede instalar conectores tipo cocodrilo. Por otro lado, los otros cuatro corresponden a conectores AMP de 4 terminales para las sondas de corriente. En el caso mostrado se observan transductores de corriente ECAMEC TI-FLEX 400 (mangueras azules), los cuales, requieren de la tensión proporcional a la corriente medida, GND y  $\pm 5v$ . En el costado derecho del gabinete se observa el conector Ethernet. Por último, por debajo de la tapa transparente del gabinete se observa el panel frontal del módulo de alimentación y el módulo de procesamiento. El panel frontal del módulo de procesamiento permite el acceso a la tarjeta de memoria SD y el puerto USB así como a los 2 botones y 2 led testigos.



Figura D.2.: Fotos del LICPM2 portátil - unidad 2

### D.2.2 Interior del gabinete

En la Figura D.3 se presenta un detalle del interior del LICPM2 portátil donde se pueden observar los módulos, placas y conectores. Debido a que esta versión del PQM corresponde a un prototipo desarrollado para el estudio y ensayo de nuevos algoritmos, así como la detección de posibles problemas, existen diferencias entre la implementación mostrada y la descripción conceptual del sistema previamente dada. Entre sus características más importantes se observa que (1) el módulo de comunicación se ha implementado con una Raspberry Pi 3 y (2) que el conjunto batería y cargador, los cuales proveen de autonomía a la unidad, son externos al módulo de alimentación.

### D.2.3 Interior del módulo de procesamiento

En la Figura D.4 se observa el interior de este módulo resaltando las zonas y dispositivos relevantes. Los elementos se pueden dividir en dos grupos, la zona fría aislada eléctricamente de la red y por ende segura para el operario (en verde); y la zona caliente eléctricamente conectada a la red (en rojo).

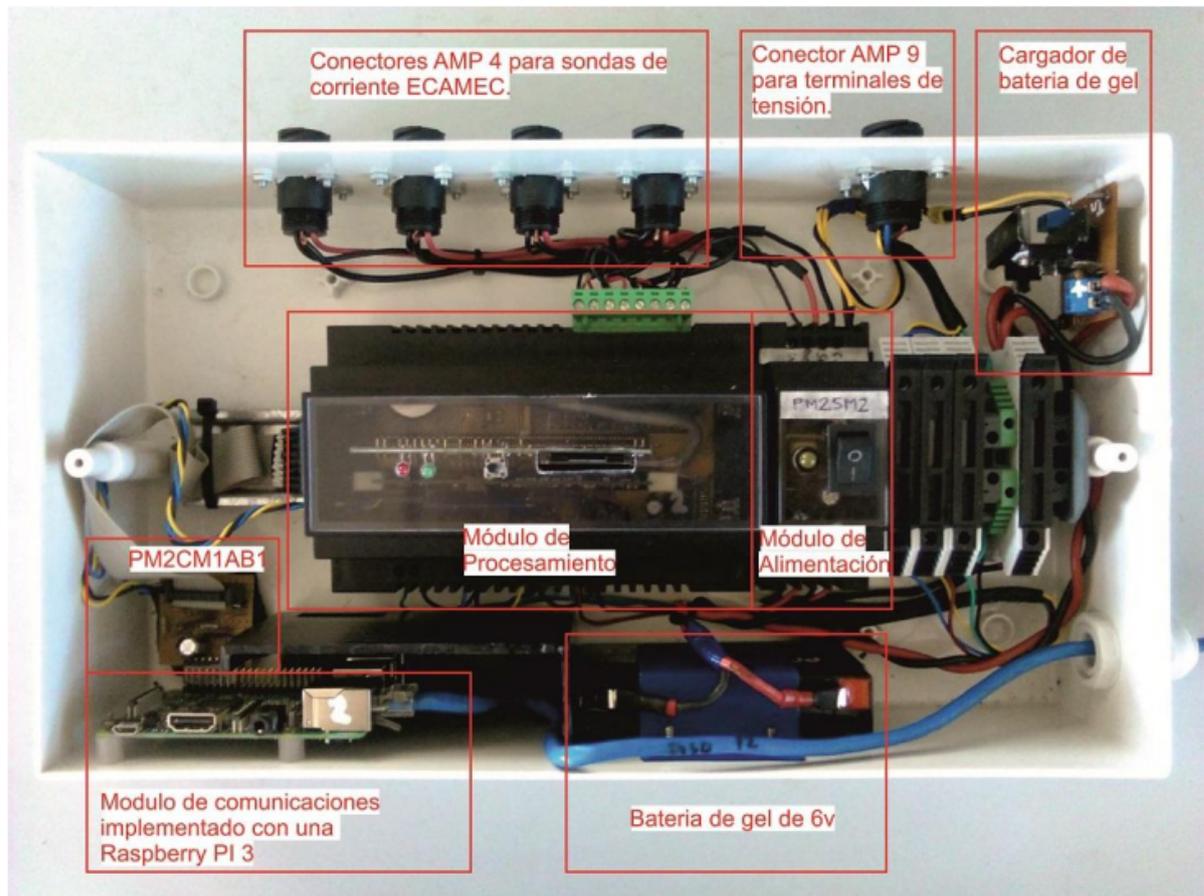


Figura D.3.: Interior del gabinete.

En la zona fría se ha resaltado:

- La fuente de switching de 5 V, 3 A que es alimentada desde el módulo de alimentación y soporta una tensión entre 4.5 V y 40 V aproximadamente.
- La adecuación de señales para los canales de tensión, los cuales implementan filtros de tercer orden y llevan las tensiones de  $\pm 400$  v a (0, 3 V) para ser conectadas al **ADC** del **DSP**.
- La adecuación de señales para los canales de corriente, los cuales implementan filtros de tercer orden y se diseñaron para utilizar transductores de corriente a tensión del tipo Fluke i400. Sin embargo, el diseño puede modificarse para utilizar otros tipos de puntas de corriente, como es el caso de las puntas ECAMEC.
- La Control Card donde está montado el **DSP**, el cual es utilizado para la adquisición de las tensiones y corrientes así como para el procesamiento de las señales.
- La placa de adaptación que permite la adquisición de la tensión proveniente del módulo de alimentación (utilizada para detectar la caída de la red) y las salidas digitales que controlan el estado de la Raspberry Pi 3.

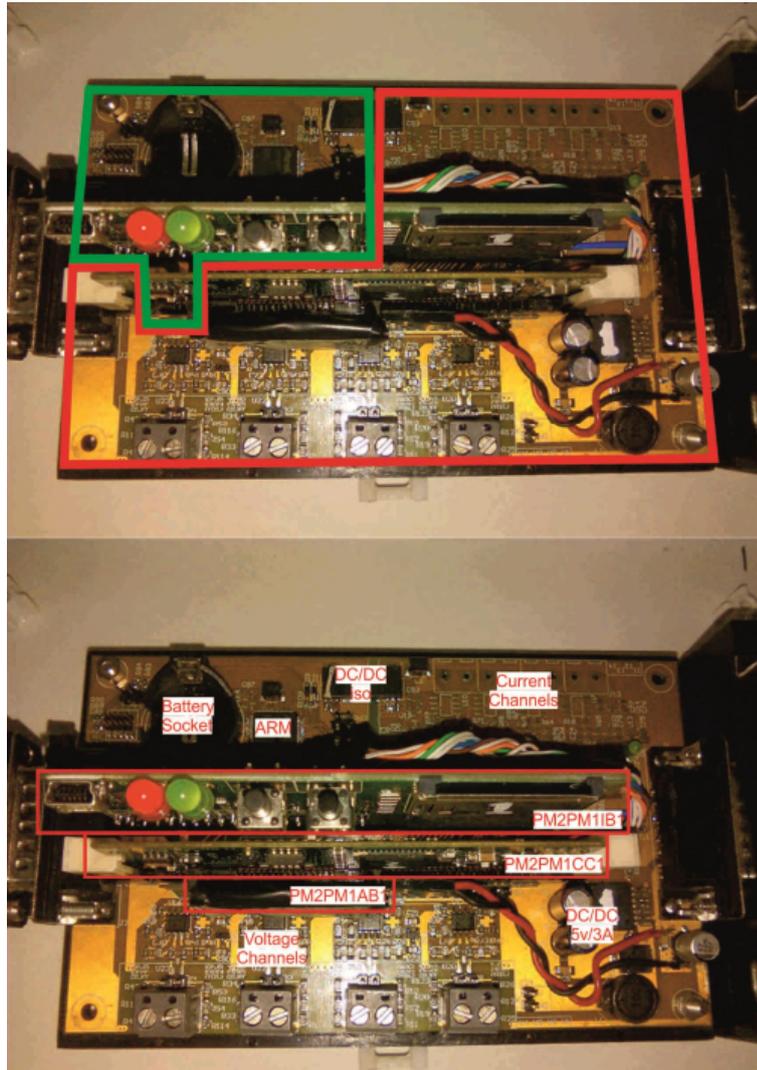


Figura D.4.: Interior del módulo de procesamiento.

En la zona caliente se ha resaltado:

- La placa de interface donde está montado el USB, la SD Card, los dos botones y los dos leds.
- El **ARM** que recibe los datos procesados por el **DSP**, gestiona las tareas en la placa de interface y está conectado a la Raspberry PI 3 mediante una *transmisor-receptor asíncrono universal* (del inglés *universal asynchronous receiver-transmitter*, **UART**).
- El socket para batería de 3V utilizado para mantener el *reloj de tiempo real* (del inglés *real time clock*, **RTC**) del **ARM** encendido (mantiene en hora la unidad).
- Parte de la control card que, mediante una **UART** aislada permite la comunicación entre el **DSP** y el **ARM**.

### D.2.4 Principio de funcionamiento

La Figura D.5 presenta una diagrama funcional del LICPM2 portátil, donde se ha identificado cada módulo y placa descrita previamente. De esta forma, la descripción presentada en esta sección se complementa con los datos presentados previamente y ayuda a la comprensión del principio de funcionamiento del sistema. Se describe el diagrama de derecha a izquierda.

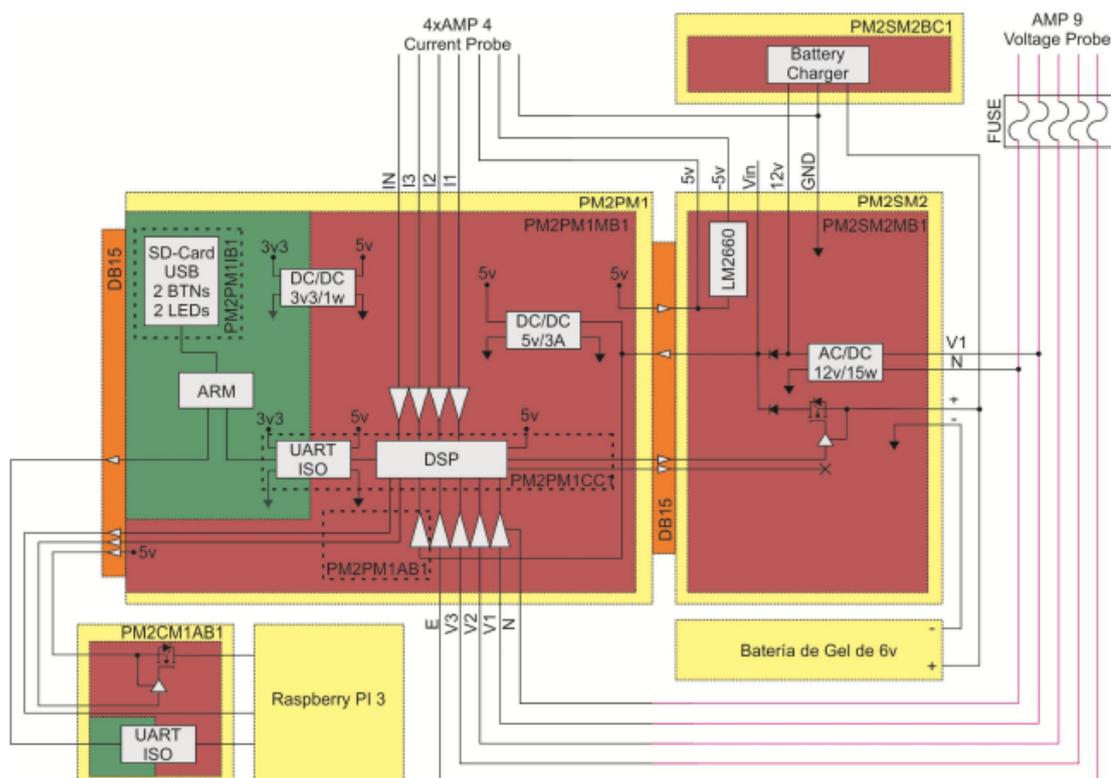


Figura D.5.: Diagrama funcional del LICPM2 portátil

Los canales de tensión se conectan en el conector AMP9. El módulo de alimentación cuenta con dos terminales de entrada (derecha), cinco terminales de salida (superior) y el DB15 (izquierda) para conectar este con el módulo de procesamiento. Los terminales de entrada permiten conectar alguna de las fases del sistema eléctrico para alimentar al sistema y para la batería de gel de 6 V. Internamente, a partir de la entrada de fase se generan los 12 V con una fuente de switching y un arreglo de diodos con la batería permite alimentar al resto del equipo. En caso de que se corte el suministro eléctrico, la fuente de switching de 12 V se apaga y el arreglo de diodos envía al módulo de procesamiento los 6 V de la batería. A su vez, para poder apagar el equipo cuando se está operando en este modo de funcionamiento, se emplea un MOS para habilitar/deshabilitar la tensión proveniente de la batería. Este control lo implementa el DSP del módulo de procesamiento. Por otro lado, se ha adicionado externo a este módulo un cargador de batería para asegurarse que la misma este siempre cargada. En relación a los terminales de salida, el módulo de alimentación provee de GND,  $V_{in}$  (salida de los diodos que dependiendo del estado y pueden ser los 12 V de la fuente de switching o los 6 V de la batería), 12 V y  $\pm 5$  V

#### *D. Medidor Inteligente de Calidad de Energia*

(utilizados en las puntas ECAMEC). Los -5 V son generados a partir de los 5 V provenientes del módulo de procesamiento.

El módulo de procesamiento esta dividido en dos partes, la zona caliente y la zona fría. En la zona caliente se generan los 5V a partir de la tensión entregada por el módulo de alimentación. Además, se monitorea esta señal a fin de detectar la caída de la fase utilizada para energizar el equipo y se sensan las tensiones y corrientes provenientes de la red eléctrica en el DSP. Este genera datos que son enviados al ARM de la zona fría a partir de una UART aislada ubicada en la Control Card. El ARM guarda los datos en una memoria SD y se conecta con el módulo de comunicaciones a través de un DB15 y una placa de adaptación externa. Además de la alimentación y la UART, el DSP utiliza dos GPIO, uno para indicar a la Raspberry PI que debe apagarse y otro para habilitar/deshabilitar la alimentación en caso de tener que ahorrar energía.

El módulo de comunicación esta implementado con una Raspberry PI 3 que provee de Ethernet, Wi-Fi y USB; y genera una interface web. De esta forma el usuario pueda acceder a los datos almacenados desde cualquier dispositivo con navegador web sin la necesidad de software específico. Se puede solicitar los datos almacenados en al memoria SD (lista de trends o eventos por ejemplo) así como el archivo correspondiente.

# Bibliografía

- [1] “American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz).” *ANSI Std C84.1*, pp. 1–11, 2011. (Citado en página 24.)
- [2] *IEEE Std 1547-2018. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces*, IEEE Std., 2018. (Citado en páginas 24, 61 y 62.)
- [3] I. Z. F. bin Hussien, A. A. Rahim, and N. Abdullah, *Power Electronics Handbook*, 3rd ed., M. H. Rashid, Ed. Boston: Butterworth-Heinemann, 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123820365000471> (Citado en página 24.)
- [4] D. Warne, *Newnes Electrical Power Engineer’s Handbook*, 2nd ed. Elsevier Science, 2005. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780750662680500172> (Citado en página 24.)
- [5] *IEC 60038 - IEC standard voltages*, IEC Std., 2009. (Citado en página 24.)
- [6] M. H. J. Bollen and I. Y.-H. Gu, *Signal Processing of Power Quality Disturbances*. Wiley - IEEE Press, 2006. (Citado en páginas 24, 29, 30, 31, 37, 38, 47, 72, 115, 116, 117, 118, 120, 137, 146, 178, 179, 180, 182, 183, 184, 185, 186, 187 y 188.)
- [7] B. Weedy, B. Cory, N. Jenkins, J. Ekanayake, and G. Strbac, *Electric Power Systems*. Wiley, 2012. [Online]. Available: <https://books.google.com.ar/books?id=JkQdhXtGBtYC> (Citado en página 24.)
- [8] J. Lavaei, “Near-global solutions of nonlinear power optimization problems: Theory, numerical algorithm, and case studies,” in *Automated Synthesis of Electrical Circuits*. Department of Electrical Engineering Columbia University, 2016. (Citado en página 25.)
- [9] G. Benysek and M. Pasko, *Power Theories for Improved Power Quality*, ser. Power Systems. Springer-Verlag London, 2012, vol. 1. (Citado en página 25.)
- [10] S. K. Salman, *Introduction to the Smart Grid. Concepts, Technologies and Evolution*, 1st ed. United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2017. (Citado en páginas 25 y 26.)
- [11] E. Marris, “Energy: Upgrading the grid,” *Nature. International weekly journal of science*, vol. 454, pp. 570–573, jul 2008. (Citado en página 26.)

- [12] J. Arrillaga, M. Bollen, and N. Watson, "Power quality following deregulation," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 246–261, Feb 2000. (Citado en páginas 28 y 30.)
- [13] M. Bollen, "What is power quality?" *Electric Power Systems Research*, vol. 66, no. 1, pp. 5 – 14, 2003, power Quality. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779603000671> (Citado en página 28.)
- [14] S. Chattopadhyay, M. Mitra, and S. Sengupta, *Electric Power Quality*, ser. Power Systems. Springer Netherlands, 2011. (Citado en página 28.)
- [15] I. of Electrical, E. Engineers, J. Radatz, and I. C. S. S. C. Committee, *The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms*, ser. IEEE (std.). IEEE, 1997. (Citado en página 29.)
- [16] *IEC 61000-4-30:2015-02. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods*, IEC Std., 2015. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/21844> (Citado en páginas 29, 48, 53, 74, 81, 104, 145 y 147.)
- [17] M. H. J. Bollen, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. Wiley - IEEE Press, 1999. (Citado en páginas 29, 31, 43, 44, 45, 46 y 181.)
- [18] S. Santoso, R. C. Dugan, H. W. Beaty, M. McGranaghan, M. F. McGranaghan, and H. Beaty, *Electrical Power System Quality*. McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited, December 2002. [Online]. Available: <http://books.google.com.ar/books?id=DuUt4QFvByIC> (Citado en páginas 29 y 30.)
- [19] S. Bhattacharyya, S. Cobben, H. Arango, B. D. Bonatto, J. P. G. de Abreu, and C. Marcio, *Power Quality*, A. Eberhard, Ed. InTech, April 2011. (Citado en página 30.)
- [20] F. H. Math H. J. Bollen, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Wiley - IEEE Press, 2011. (Citado en página 30.)
- [21] A. Woyte, "Design issues of photovoltaic systems and their grid interaction," Ph.D. dissertation, Department Electrical Engineering, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven, Belgium, December 2003. (Citado en página 30.)
- [22] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation (Power & Energy Ser. 31)*, ser. Power & Energy. INSPEC, Inc., 2000, vol. 31. (Citado en página 30.)
- [23] J. C. Sola and M. Salichs, "Study and characterization of waveforms from low-watt (less than 25 w) compact fluorescent lamps with electronic ballasts," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, pp. 2305–2311, Oct 2007. (Citado en página 30.)
- [24] *Ley Nacional 24.065. Régimen de le Energía Eléctrica. Marco Regulatorio Eléctrico Argentino.*, Std. (Citado en página 30.)
- [25] *Ley Provincial 11.769. Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires.*, Std. (Citado en página 30.)

- [26] *IEEE Std 1159-2009. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Std., 2009. (Citado en páginas 31, 32, 57, 58, 81, 101, 126 y 147.)
- [27] *IEC 61000-2-5 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2: Environment - Section 5: Classification of electromagnetic environments. Basic EMC publication*, IEC Std., 1995. (Citado en página 31.)
- [28] D. Chapman, *Guía de Calidad de la Energía Eléctrica. Bajadas de Tensión*. Copper Development Association UK, European Copper Institute (ECI), Centro Español de Información del Cobre (CEDIC), 2001. (Citado en páginas 33 y 37.)
- [29] M. Wamundson, “Calculating voltage dips in power systems,” Ph.D. dissertation, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, 2007. (Citado en páginas 34, 35 y 36.)
- [30] F. A. Y. Pérez, “Reseña y operación de los reconectores eléctricos,” Monografías.com S.A., Tech. Rep., 2006. (Citado en página 36.)
- [31] P. Ferracci, “La calidad de la energía eléctrica,” *Cuaderno Técnico nº 199 de Schneider Electric*, pp. 1 – 39, 2004. (Citado en páginas 38, 42 y 43.)
- [32] D. Koch, “Maniobra y protección de las baterías de condensadores de media tensión,” *Cuaderno Técnico nº 189 de Schneider Electric*, pp. 1 – 28, 2000. (Citado en página 39.)
- [33] C. Séraudie, “Sobretensiones y limitadores de sobretensiones en bt –coordinación del aislamiento en bt–,” *Cuaderno Técnico nº 179 de Schneider Electric*, pp. 1 – 28, 2000. (Citado en páginas 39 y 40.)
- [34] D. Fulchiron, “Sobretensiones y coordinación del aislamiento,” *Cuaderno Técnico nº 151 de Schneider Electric*, pp. 1 – 32, 1994. (Citado en páginas 40 y 43.)
- [35] *DPQ Statistical Summary Report*, ser. Id. 1017341. EPRI - Electric Power Research Institute, 2003. (Citado en páginas 41, 150 y 151.)
- [36] R. C. Dugan, M. McGranaghan, and H. W. Beaty, *Electrical Power System Quality*. McGraw-Hill Education (India) Pvt Limited, 1996. (Citado en página 41.)
- [37] G. Thomasset, “Conmutación automática de fuentes en las redes at y bt,” *Cuaderno Técnico nº 161 de Schneider Electric*, pp. 1 – 24, 2001. (Citado en página 42.)
- [38] R. Guo, V. Vankayala, C. Qu, E. Crozier, S. Allen, K. Adeleye, V. Dabic, P. Found, and N. Shah, “Fault location, isolation and service restoration – optimizing field operations for utilities,” in *2016 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, May 2016, pp. 33–41. (Citado en página 46.)
- [39] K. Mazlumi, *Power Quality – Monitoring, Analysis and Enhancement. Chapter 1: Power Quality Monitoring*. Intech, 2011. (Citado en página 47.)
- [40] Z. Hanzelka, *Handbook of Power Quality. Chapter 4: Voltage Dips and Short Supply Interruptions*, A. Baggini, Ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2008. (Citado en página 48.)

## Bibliografía

- [41] (2019, Febrero) Pqube Classic - Power Standards Lab. [Online]. Available: <https://www.powerstandards.com/product/pqube-classic/highlights/> (Citado en páginas 50, 158, 162 y 169.)
- [42] *IEC 61000-4-11 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests*, IEC Std., 2004. (Citado en páginas 56, 66, 101 y 181.)
- [43] *IEC 61000-4-34 - Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-34: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests for equipment with mains current more than 16 A per phase*, IEC Std., 2005. (Citado en página 56.)
- [44] *IEEE Std 1564:2014. IEEE Guide for Voltage Sag Indices*, IEEE Std., 2014. (Citado en páginas 59 y 145.)
- [45] “Análisis de eventos de tensión Curvas ITIC, CBEMA y SEMI F47,” Ecamec Tecnología, Tech. Rep., Agosto 2010. (Citado en páginas 63, 65, 66 y 67.)
- [46] A. McEachern, “Samsung’s “power vaccine” standard: applications and recommendations for a stringent power quality immunity standard,” *White Paper - Power Standards Lab, Emeryville, California, USA*, pp. 1 – 4, 2002. (Citado en página 67.)
- [47] M. H. J. Bollen, I. Y. H. Gu, S. Santoso, M. F. Mcgranaghan, P. A. Crossley, M. V. Ribeiro, and P. F. Ribeiro, “Bridging the gap between signal and power,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 26, no. 4, pp. 12–31, July 2009. (Citado en página 73.)
- [48] J. Barros and E. Perez, “Limitations in the use of r.m.s. value in power quality analysis,” in *2006 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings*, April 2006, pp. 2261–2264. (Citado en páginas 75 y 76.)
- [49] R. Naidoo and P. Pillay, “A new method of voltage sag and swell detection,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1056–1063, April 2007. (Citado en página 79.)
- [50] H.-Y. Chu, H.-L. Jou, and C.-L. Huang, “Transient response of a peak voltage detector for sinusoidal signals,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 39, no. 1, pp. 74–79, Feb 1992. (Citado en página 80.)
- [51] S. M. Kay, *Fundamentals of Statistical Signal Processing - Volume II - Detection Theory*, 1st ed., ser. University of Rhode Island. Prentice Hall PTR, 1998. (Citado en página 80.)
- [52] J. Barros, R. I. Diego, and M. de Apráiz, “Applications of wavelets in electric power quality: Voltage events,” *Electric Power Systems Research*, vol. 88, pp. 130 – 136, 2012. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612000508> (Citado en página 83.)
- [53] S. Chen and H. Y. Zhu, “Wavelet transform for processing power quality disturbances,” *EURASIP Journal on Advances in Signal Processing*, vol. 2007, no. 1, p. 047695, Apr 2007. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1155/2007/47695> (No citado.)

- [54] S. G. Mallat, “A theory for multiresolution signal decomposition: the wavelet representation,” *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, vol. 11, no. 7, pp. 674–693, Jul 1989. (Citado en página 83.)
- [55] A. C. Parsons, W. M. Grady, and E. J. Powers, “A wavelet-based procedure for automatically determining the beginning and end of transmission system voltage sags,” in *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)*, vol. 2, Jan 1999, pp. 1310–1315 vol.2. (Citado en páginas 84 y 85.)
- [56] E. Pérez, “New method for real-time detection and analysis of events in voltage supply using a combined wavelet-extended kalman filtering model,” Ph.D. dissertation, Ph.D. dissertation, Univ. Cantabria, 2006. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00170713> (Citado en páginas 84 y 90.)
- [57] G. Welch and G. Bishop, *An Introduction to the Kalman Filter*, ser. TR 95-041. UNC-Chapel Hill, 2006. (Citado en página 86.)
- [58] R. G. Brown and P. Hwang, *Introduction to random signals and applied Kalman filtering with MATLAB exercises and solutions*, ser. New York. John Wiley and Sons, 1997. (Citado en página 86.)
- [59] J. Barros, E. Pérez, R. Diego, and M. de Apráiz, *Application of Kalman filtering in power systems: Harmonic distortion and voltage events*. Kalman Filtering, Nova Science Publishers, Inc. (Citado en página 88.)
- [60] C. M. Orallo, I. Carugati, P. G. Donato, and S. Maestri, “Study on single-bin sliding dft algorithms: Comparison, stability issues and frequency adaptivity,” *Measurement*, vol. 69, pp. 9 – 19, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224115001530> (Citado en página 93.)
- [61] E. Jacobsen and R. Lyons, “The sliding dft,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 20, no. 2, pp. 74–80, Mar 2003. (Citado en páginas 94 y 95.)
- [62] J. F. Chicharo and M. T. Kilani, “A sliding goertzel algorithm,” *Signal Processing*, vol. 52, pp. 283–297, 1996. (Citado en página 95.)
- [63] S. Douglas and J. Soh, “A numerically-stable sliding-window estimator and its application to adaptive filters,” in *Signals, Systems amp; Computers, 1997. Conference Record of the Thirty-First Asilomar Conference on*, vol. 1, nov. 1997, pp. 111 –115 vol.1. (Citado en página 97.)
- [64] K. Duda, “Accurate, guaranteed stable, sliding discrete fourier transform [dsp tips amp; tricks],” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 27, no. 6, pp. 124–127, Nov 2010. (Citado en página 98.)
- [65] A. V. Oppenheim, A. S. Willsky, and S. H. Nawab, *Signals & Systems*, 2nd ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice-Hall, Inc., 1996. (Citado en página 98.)
- [66] *Test waveforms*. IEEE 1159.2 Working Group. [Online]. Available: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/testwave.html> (Citado en páginas 104, 108, 109, 110 y 111.)

- [67] G. Benmouyal, “Frequency-domain characterization of kalman filters as applied to power system protection,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 3, pp. 1129–1138, Jul 1992. (Citado en página 106.)
- [68] J. Strack, I. Carugati, C. Orallo, P. Donato, S. Maestri, and J. Suárez, “Evaluation of voltage events detection methods,” in *2015 XVI Workshop on Information Processing and Control (RPIC)*, Oct 2015, pp. 1–6. (Citado en página 106.)
- [69] E. Styvaktakis, “Automating Power Quality Analysis,” Ph.D. dissertation, Chalmers University of Technology, 2002. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/70557640.pdf> (Citado en página 112.)
- [70] I. M. Moreno García, “Técnicas Avanzadas de Protección en Redes Eléctricas Inteligentes,” Ph.D. dissertation, Universidad de Córdoba, 2015. [Online]. Available: <https://helvia.uco.es/xmlui/handle/10396/13165> (Citado en página 113.)
- [71] I. Moreno, A. Moreno, A. Gil, M. Bollen, and I. Gu, “Causal and anti-causal segmentation of voltage dips in power distribution networks,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 7, pp. 3080–3086, July 2016. (Citado en página 113.)
- [72] C. D. Le, I. Y. H. Gu, and M. H. J. Bollen, “Joint causal and anti-causal segmentation and location of transitions in power disturbances,” in *IEEE PES General Meeting*, July 2010, pp. 1–6. (Citado en páginas 113 y 114.)
- [73] V. Ignatova, “Méthodes d’analyse de la qualité de l’énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique,” Ph.D. dissertation, Université Joseph Fourier, 2006. [Online]. Available: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00170713> (Citado en páginas 115, 121, 138, 145, 181, 189, 190 y 191.)
- [74] V. Ignatova, P. Granjon, and S. Bacha, “Space vector method for voltage dips and swells analysis,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 2054–2061, Oct 2009. (Citado en páginas 116, 121, 138 y 156.)
- [75] M. H. Chia and A. M. Khambadkone, “Subcycle voltage dip classification using matrix pencil method with ellipse fitting algorithm,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 2, pp. 1660–1668, March 2015. (Citado en páginas 116, 138 y 156.)
- [76] M. R. Alam, K. M. Muttaqi, and A. Bouzardoum, “Characterizing voltage sags and swells using three-phase voltage ellipse parameters,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, no. 4, pp. 2780–2790, July 2015. (Citado en páginas 116, 138 y 156.)
- [77] O. P. Mahela, A. G. Shaik, and N. Gupta, “A critical review of detection and classification of power quality events,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 495 – 505, 2015. (Citado en página 117.)
- [78] D. Granados-Lieberman, R. j. Romero-Troncoso, R. a. Osornio-Rios, A. Garcia-Perez, and E. Cabal-Yepe, “Techniques and methodologies for power quality analysis and disturbances classification in power systems: a review,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 5, no. 4, pp. 519–529, April 2011. (Citado en página 117.)

- [79] M. H. J. Bollen, “Algorithms for characterizing measured three-phase unbalanced voltage dips,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 3, pp. 937–944, July 2003. (Citado en páginas 117, 119, 136, 138, 140 y 156.)
- [80] V. Ignatova, P. Granjon, S. Bacha, and F. Dumas, “Classification and characterization of three phase voltage dips by space vector methodology,” in *Future Power Systems, 2005 International Conference on*, Nov 2005, pp. 6 pp.–6. (Citado en páginas 117, 121, 136, 138, 151 y 156.)
- [81] M. Madrigal and B. H. Rocha, “A contribution for characterizing measured three-phase unbalanced voltage sags algorithm,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 3, pp. 1885–1890, July 2007. (Citado en páginas 117, 125 y 126.)
- [82] P. Thakur and A. K. Singh, “Unbalance voltage sag fault-type characterization algorithm for recorded waveform,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 2, pp. 1007–1014, April 2013. (Citado en páginas 117, 126 y 127.)
- [83] C. L. Fortescue, “Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks,” *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. XXXVII, no. 2, pp. 1027–1140, July 1918. (Citado en páginas 127, 145 y 193.)
- [84] S. D. Kim, M. M. Morcos, and J. C. Gomez, “Voltage-sag magnitude and phase jump due to short circuits in distribution systems with variable fault resistance,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 33, 03 2005. (Citado en páginas 130 y 131.)
- [85] J. B. Solano, “Propagation of voltage sags: Influence of transformers, induction motors and fault resistance,” in *Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica-SICEL*, vol. 6, 2011. (Citado en página 130.)
- [86] E. E. Juarez and A. Hernandez, “Stochastic assessment of phase-angle jumps caused by voltage sags applying an analytical method,” in *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, June 2006, pp. 1–6. (Citado en página 132.)
- [87] M. H. J. Bollen, T. Tayasanant, and G. Yalcinkaya, “Assessment of the number of voltage sags experienced by a large industrial customer,” in *1997 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference. Conference Record*, May 1997, pp. 6–13. (Citado en página 132.)
- [88] J. C. Gomez, C. Reineri, G. Campetelli, and M. M. Morcos, “A study of voltage sags generated by induction motor starting,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 32, 06 2004. (Citado en página 135.)
- [89] J. C. Gomez and M. Morcos, “Estimation of voltage sag effects on sensitive equipment due to induction motor starting cycles,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 31, no. 7, pp. 709–716, 2003. (Citado en página 135.)
- [90] H. Gremmel, *Switchgear Manual (Asea Brown Boveri Pocket Book)*, 10th ed., 2002. [Online]. Available: <http://gen.lib.rus.ec/book/index.php?md5=9A4BB2EA4A57446CA8530BB2F2429025> (Citado en página 135.)

- [91] I. Carugati, C. M. Orallo, P. G. Donato, S. Maestri, J. L. Strack, and D. Carrica, “Three-phase harmonic and sequence components measurement method based on msdft and variable sampling period technique,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 65, no. 8, pp. 1761–1772, Aug 2016. (Citado en páginas 145, 148, 149, 156 y 157.)
- [92] M. H. J. Bollen and L. D. Zhang, “Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults,” *Electric Power Systems Research*, vol. 66, no. 1, pp. 59 – 69, 2003. (Citado en páginas 145 y 177.)
- [93] I. Carugati, C. M. Orallo, P. G. Donato, S. Maestri, and D. Carrica, “Three-phase harmonics measurement method based on msdft,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 12, no. 7, pp. 1250–1257, Oct 2014. (Citado en páginas 156 y 157.)
- [94] (2017, Enero) Catálogo INNOVAR 2017 - Décimotercera Edición INNOVAR - Concurso Nacional de Innovaciones. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. Presidencia de la Nación. Argentina. [Online]. Available: [https://issuu.com/innovar/docs/cat\\_innovar2017\\_opt](https://issuu.com/innovar/docs/cat_innovar2017_opt) (Citado en página 171.)
- [95] C. Casarotto and J. C. Gomez, “Calculation of voltage sags originated in transmission systems using symmetric components,” in *CIREN 2009 - 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1*, June 2009, pp. 1–4. (Citado en páginas 180, 185, 187 y 188.)
- [96] A. Sannino, M. H. J. Bollen, and J. Svensson, “Voltage tolerance testing of three-phase voltage source converters,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 2, pp. 1633–1639, April 2005. (Citado en página 181.)
- [97] C.-Y. Lee, “Effects of unbalanced voltage on the operation performance of a three-phase induction motor,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 2, pp. 202–208, Jun 1999. (Citado en página 195.)
- [98] Y.-J. Wang, “Analysis of effects of three-phase voltage unbalance on induction motors with emphasis on the angle of the complex voltage unbalance factor,” *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 16, no. 3, pp. 270–275, Sep 2001. (Citado en página 195.)