



TESIS DOCTORAL

Título Cortocircuitos en redes AT e impactos en distribución MT

Realizada por Guillermo Nicolau González

en el Centro E.T.S.E.E.I. La Salle

y en el Departamento de Comunicacions i Teoría del Senyal

Dirigida por el Dr. Joan Ramón Regué Morrerres y el Dr. Ricard Bosch Tous

DEDICATORIA

Mañana, 11 de octubre, hará... 29 años que nos conocimos. En la puerta del edificio, otrora el único, de Ingeniería Técnica de Telecomunicación La Salle Bonanova.

Resultaría todo un sainete explicar cómo una bióloga y un ingeniero técnico se encontraron allí; baste con indicar que mediaban cuestiones puramente académicas auspiciadas (involuntariamente, cómo no) por el Gmà. Daniel Cabedo i Puy, mi primer director de Tesis, a quien imagino ahora muy ocupado en la Corte Celestial, improvisando rápidas genialidades eficientes para su Jefe ... además de cuidar la jardinería, que oficiará por amor al arte.

En cuanto a ella (la bióloga), lo cierto es, que al cabo de muy poco, su mirada, su sonrisa, sus maneras y sus... andares (dejémoslo aquí) me inspiraron un teorema. Ni corto ni perezoso, una mañana, entre clase y clase (repito, eran cuestiones puramente académicas), en la pausa “de la pasta y el café”, le enuncié (más bien le espeté) el teorema:

“... Feli: ¡tú te has de casar conmigo!”

Como todo teorema, requirió estricta demostración. Auténtica prueba de resistencia, resultó felizmente superada un 9 de abril (5 años y pico después). Quedó el teorema demostrado, validado y publicado. ¡Ah! Y pagadas las tasas: 15000 pesetas del momento.

Casi un año después, un 22 de marzo llamó a nuestra puerta un crío. Aunque resulta un auténtico “pelotillero” con su “mami” (retira a mi hermano y a mí), es sereno y natural: aborrece el ruido, las voces fuera de tono y los escándalos (retira a su bisabuela paterna y a su abuelo materno); es de pocas palabras (retira a su abuelo materno), y la mirada es de su madre (está clara la retirada, aquí). Amante del buen fútbol (retira a su abuelo materno) y... adora París (¡Excepción! ¡su madre retira a él!).

Todo un corolario del teorema inicial, incluyendo la consabida excepción.

Paciencia virtuosa, fortaleza, comprensión, serenidad y compañía: con todo ello, mi esposa y mi hijo han conseguido hacer menos árida mi experiencia investigadora (o travesía del desierto, según se prefiera); que, si bien ha resultado una etapa de mucha formación y prestigio, tanto académica como profesionalmente, ha supuesto una dura prueba: el “empleo” y los “pluriempleos ocasionales” no resultan los mejores compañeros de viaje para un doctorando.

A mi esposa Feli, por su sonrisa, cariño, paciencia y fortaleza;

A mi hijo Guillermo, por su serenidad y asistencias milimétricas. Ahora está pisando el área... ¡mételo por toda la escuadra, chaval! El partido no finaliza hasta que suena el silbato.

Agradecimientos

El gran compromiso: no omitir persona alguna que merezca aquí ser nombrada.

Familia; amigos, compañeros y mentores del Sector Eléctrico; amigos, compañeros y profesores de Arquitectura i Enginyeria La Salle, Universitat Ramon Llull; amigos, compañeros y profesores de Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya; mis queridos directores de Tesis...

¡Tanta gente a quien agradecer tanto! No quisiera afrentar a nadie por una desafortunada omisión, fruto del descuido.

Me niego a escribir nombre alguno.

Tampoco es momento de escribir nombres del “conjunto complementario”: compuesto éste por muy pocas personas (menos de diez), las cuales, a pesar de su actitud, menosprecio y trato negativo, no han conseguido que desista en mi empeño.

Formación, cortesía y educación obligan.

Unos y otros se verán aquí citados, nominal e inequívocamente, tras leer estas líneas.

Resumen

La implantación masiva del control digital en entornos industriales, científicos, comerciales, profesionales y domésticos ha puesto de manifiesto, durante los últimos veinte años, la gran sensibilidad de los mismos ante súbitos y breves descensos de tensión en la alimentación eléctrica procedente de la red: paradas de planta en procesos productivos, re – arranques en procesadores y sistemas de telecomunicación tienen lugar; y la causa de los mismos suele ser aparentemente inexplicable para los usuarios. La normalización de las consecuencias, en ocasiones, equivale a un día de producción nula.

La escasa correlación mostrada por dichos fenómenos con anomalías en el sistema eléctrico cercano (un cliente padece consecuencias serias, mientras que el cliente vecino solamente ha percibido una oscilación en el alumbrado y ambos se alimentan del mismo tramo eléctrico) sumada con la ausencia contrastada de interrupción eléctrica supuso, en los inicios, un mayor grado de incertidumbre tanto para los consumidores como para las empresas eléctricas.

Fue necesario analizar el problema a nivel “microscópico” y “macroscópico” para determinar la causa eficiente: registrar la forma de onda en el punto de suministro afectado y revisar todos los incidentes habidos en el Sistema Eléctrico en dicho instante.

La causa: los huecos de tensión producidos por incidentes eléctricos en redes alejadas del suministro. Descensos súbitos (entre el 80 y el 10% del valor nominal) y rápidos (entre 10 ms y 1 s) en el valor eficaz de la tensión suministrada, sin paso por “cero” de la misma, producidos, principalmente, por cortocircuitos perfectamente detectados y eliminados en redes de Alta Tensión (AT), y situados muy lejos de la consecuencia observada. En el caso de Catalunya, se han contabilizado afectaciones ante cortocircuitos en interconexiones con Aragón, Castellón de la Plana y Francia.

La presente Tesis Doctoral establece:

- La metodología para modelar el Sistema Eléctrico de Potencia;
- La sistematización para el binomio causa (cortocircuito) – efecto (hueco);
- La personalización del riesgo estadístico de hueco vs. comarcas;
- Un sistema protector eficaz para limitar duración de los huecos.

Dicha metodología se ha orientado a la utilización sistemática, tal que para cada cortocircuito que tenga lugar en la red AT pueda establecerse, en tiempo real, las cabeceras de suministro afectadas por hueco de tensión, la magnitud y la duración del mismo.

Como entorno de aplicación, se ha utilizado el Sistema Eléctrico de Catalunya, si bien la metodología y sistematización son exportables, de forma natural, a cualquier otro sistema eléctrico trifásico de corriente alterna.

Resum

L'extensa implantació del control digital en els entorns industrials, científics, comercials, professionals i domèstics ha revelat, d'ençà dues dècades, la gran sensibilitat d'aquests dispositius davant sobtats i breus descensos de tensió al subministrament elèctric de xarxa: aturades de plantes en processos productius, re – arrancades a processadors i sistemes de telecomunicació, etc.; i la causa sol esdevenir aparentment inexplicable per als usuaris. La normalització de les conseqüències, però, pot equivaler a un dia sencer de producció nul·la.

L'ínfima correlació mostrada pels fenòmens esmentats amb anomalies en el sistema elèctric proper (un client pot patir serioses conseqüències, per bé que el client veí només ha percebut una oscil·lació a l'enlluernat, i tots dos comparteixen la mateixa escomesa) sumada amb l'absència contrastada d'interrupció elèctrica suposà, al començament, un major grau d'incertesa, no només pels consumidors; també per a les empreses elèctriques.

Fou necessari analitzar el problema en les seves vessants “microscòpica” i “macroscòpica” per a determinar la causa eficient: registrar la forma d'ona al punt de subministrament afectat i fer l'inventari de tots els incidents al Sistema Elèctric del mateix moment.

La causa: els sots de tensió produïts per incidents elèctrics a xarxes remotes respecte el subministrament. Davallades sobtades (entre el 80 i el 10% del valor nominal) i ràpides (entre 10 ms i 1 s) al valor eficaç de la tensió subministrada, sense pas per “Zero”, produïdes, principalment, per curt - circuits perfectament detectats i eliminats a xarxes d'Alta Tensió (AT), molt allunyats de la conseqüència observada. A Catalunya, hom comptabilitza afectacions davant curt - circuits a les interconnexions amb l'Aragó, Castelló i França.

La present Tesi Doctoral estableix:

- La metodologia per a modelar el Sistema Elèctric de Potència;
- La sistematització del binomi causa (curt - circuit) – efecte (sot de tensió);
- La personalització estadística de risc pel sot de tensió segons comarques;
- Un sistema de protecció eficaç per a limitar la durada dels sots.

La metodologia ha estat enfocada a la utilització sistemàtica, tal que per a cada curt - circuit esdevingut a la xarxa AT es pugui establir, en temps real, las capçaleres de subministrament afectades pel sot de tensió, així com la magnitud i la durada del mateix.

L'entorn d'aplicació triat ha estat el Sistema Elèctric de Catalunya, per bé que la metodologia i sistemàtica són exportables, de forma natural, a qualsevol altre sistema elèctric trifàsic de corrent altern.

Abstract

The massive introduction of digital control in industrial, scientific, commercial, professional and domestic environments has revealed, over the last twenty years, the great sensitivity of them to sudden and short voltage dips in the electrical power grid: shutdowns of productive process plants, re - starts of processors and telecommunications systems take place, and the cause of them is often apparently inexplicable to the users. The normalization of the consequences sometimes is equivalent to a day without production.

The weak correlation shown by these phenomena with anomalies in the nearby electrical system (i.e. in the same portion of a common distribution network, a customer may suffer serious consequences, while the adjacent customer has only percept a swing in the lighting) together with the absence of electrical power interruption represented, in the beginning, a great degree of uncertainty for both consumers and utilities.

It was necessary to analyze the problem at the "microscopic" and "macroscopic" levels to determine the efficient cause: record the waveform at the affected plants and review all the disturbances occurred in the Power System at the same instant of time.

The cause: voltage dips caused by electrical disturbances away from the supply. Sudden decreases (between 80 and 10% of the nominal value) and fast (between 10 ms and 1 s) in the supplied rms voltage, produced mainly by short-circuits perfectly detected and eliminated in High Voltage (HV) networks, and located far away from the observed consequence. In the case of Catalonia, affectations due to short-circuits in interconnects with Aragon, Castellón de la Plana and France have been recorded.

This thesis provides:

- A methodology useful to model the Power System;
- A systematic analysis for cause – effect: from short – circuit to voltage dip;
- A particularization voltage dip statistic risk for each county;
- A reliable protective system to ensure time – limitation for voltage dips.

The presented methodology is oriented to the systematic use, such that for every short - circuit that takes place in the HV network, the magnitude and duration of voltage dips that appear in the distribution can be established in real-time.

As the application framework, the Catalan Power System is used, although the methodology and systematization are exportable, to any other alternating three-phase power system.

ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	<i>Presentación intuitiva</i>	2
1.2	<i>Estado del arte</i>	6
1.2.1	<i>El foro del Sector Eléctrico peninsular</i>	6
1.2.2	<i>Normativas</i>	6
1.2.3	<i>Líneas de investigación</i>	8
1.2.3.1	<i>Fundamentos</i>	9
1.2.3.2	<i>Análisis</i>	12
1.2.3.3	<i>Sensibilidad</i>	18
1.2.3.4	<i>Mitigación</i>	21
1.3	<i>Resumen y objetivos de la Tesis</i>	24
1.3.1	<i>Resumen</i>	24
1.3.2	<i>Objetivos</i>	30
1.4	<i>Estructura de la Tesis</i>	31
1.5	<i>Bibliografía y referencias</i>	34
2	SISTEMA ELÉCTRICO OBJETO DE ESTUDIO	39
2.1	<i>Sistema AT</i>	39
2.1.1	<i>Perfiles fundamentales</i>	39
2.1.2	<i>Conexión de generadores con sistema AT</i>	46
2.1.3	<i>Transformadores de interconexión AT₁/AT₂</i>	46
2.2	<i>Sistema MT</i>	47
2.2.1	<i>Perfiles fundamentales</i>	47
2.2.2	<i>Transformadores de interconexión AT/MT</i>	51
2.2.3	<i>Instalaciones expansoras</i>	52
2.3	<i>Inventariado básico</i>	52
2.3.1	<i>Generación</i>	52
2.3.2	<i>Demanda</i>	54

2.3.3	<i>Nudos y circuitos AT</i>	58
2.3.4	<i>Transformaciones AT₁/AT₂</i>	58
2.3.5	<i>Transformadores AT/MT; AT/MT₁/MT₂; MT/MT; MT₁/MT₂</i>	58
2.3.6	<i>Circuitos MT y BT</i>	60
2.3.7	<i>CCDD (centros de distribución)</i>	60
2.4	<i>Bibliografía y referencias</i>	61
3	ESCENARIO	62
3.1	<i>Criterios de clasificación</i>	63
3.1.1	<i>Instalaciones</i>	64
3.1.1.1	<i>Denominación</i>	64
3.1.1.2	<i>Niveles de tensión</i>	65
3.1.2	<i>Circuitos</i>	66
3.2	<i>Características principales</i>	68
3.2.1	<i>Potencias: producción, interconexión y demanda</i>	68
3.2.2	<i>Circuitos AT</i>	69
3.2.3	<i>Transformadores AT₁/AT₂</i>	70
3.2.4	<i>Generadores</i>	70
3.2.5	<i>Transformadores AT/MT; AT/MT₁/MT₂</i>	70
3.2.6	<i>Cargas</i>	71
3.2.6.1	<i>Consumo vs. red AT</i>	71
3.2.6.2	<i>Comarcas y cargas significativas</i>	72
3.2.7	<i>Elementos compensadores de potencia reactiva</i>	75
3.3	<i>Bibliografía y referencias</i>	76
4	METODOLOGÍA OPERATIVA	77
4.1	<i>Tensiones compuestas en MT vs. tensiones de secuencia en AT</i>	78
4.1.1	<i>Alternativa 1: el modelado sistemático</i>	78
4.1.2	<i>Alternativa 2: cálculos</i>	84
4.1.2.1	<i>Regulación de tensiones y conexión equivalente en barras AT</i>	85

4.1.2.2	<i>Sistemática</i>	87
4.2	<i>Definición espacio de ensayos</i>	90
4.2.1	<i>Redes y nudos MT subsidiarios</i>	90
4.2.2	<i>Tipos de cortocircuito</i>	90
4.2.3	<i>Impactos tensiones compuestas MT</i>	91
4.3	<i>Bibliografía y referencias</i>	92
5	CRITERIOS DE ORDENAMIENTO Y ANÁLISIS	93
5.1	<i>Criterio causa – efecto, resultados totales</i>	93
5.2	<i>Criterio causa - efecto, síntesis relevantes</i>	93
5.2.1	<i>Porcentajes de afectación globales</i>	93
5.2.1.1	<i>Observaciones</i>	94
5.2.2	<i>Porcentajes de afectación vs. dependencia sistema MT</i>	95
5.2.2.1	<i>Cortocircuitos en red 400 kV</i>	96
5.2.2.2	<i>Cortocircuitos en red 220 kV</i>	97
5.2.2.3	<i>Cortocircuitos en red 132 kV</i>	99
5.2.2.4	<i>Cortocircuitos en red 110 kV</i>	100
5.2.2.5	<i>Cortocircuitos en red 66 kV</i>	102
5.2.2.6	<i>Observaciones</i>	104
5.2.3	<i>Tipologías de hueco</i>	105
5.2.3.1	<i>Cortocircuitos en red 400 kV</i>	106
5.2.3.2	<i>Cortocircuitos en red 220 kV</i>	107
5.2.3.3	<i>Cortocircuitos en red 132 kV</i>	109
5.2.3.4	<i>Cortocircuitos en red 110 kV</i>	110
5.2.3.5	<i>Cortocircuitos en red 66 kV</i>	112
5.2.3.6	<i>Observaciones</i>	114
5.2.4	<i>Circuitos y su afectación</i>	116
5.2.4.1	<i>Red 400 kV</i>	116
5.2.4.2	<i>Red 220 kV</i>	117

5.2.4.3	Red 132 kV	118
5.2.4.4	Red 110 kV	119
5.2.4.5	Red 66 kV	120
5.2.4.6	Observaciones	122
5.3	Criterio efecto – causa, resultados totales	124
5.4	Criterio efecto - causa: síntesis relevantes.....	124
5.4.1	Sensibilidad potencial nudos MT.....	124
5.4.2	Clasificación nudos MT vs. sensibilidad potencial.....	129
5.4.3	Clasificación de comarcas vs. riesgo potencial normalizado.....	131
6	ESTADÍSTICAS DE CORTOCIRCUITOS	136
6.1	Datos generales	136
6.1.1	Observaciones	138
6.2	Tipologías de cortocircuitos	141
6.3	Distribución mensual.....	141
6.4	Número de cortocircuitos vs. circuito y nivel de tensión.....	144
6.4.1	Red 400 kV	144
6.4.2	Red 220 kV	144
6.4.3	Red 132 kV	146
6.4.4	Red 110 kV	146
6.4.5	Red 66 kV	148
6.5	Duración de los cortocircuitos	149
6.6	Reconexión automática e índices averías / cortocircuitos	152
6.7	Bibliografía y referencias	153
7	APLICACIÓN	154
7.1	Análisis de los circuitos con defecto.....	154
7.1.1	Circuitos con más cortocircuitos	155
7.1.1.1	Red 400 kV	155
7.1.1.2	Red 220 kV	155

7.1.1.3	Red 132 kV.....	156
7.1.1.4	Red 110 kV.....	157
7.1.1.5	Red 66 kV.....	158
7.1.2	Circuitos con mayor impacto.....	159
7.1.2.1	Red 400 kV.....	159
7.1.2.2	Red 220 kV.....	161
7.1.2.3	Red 132 kV.....	162
7.1.2.4	Red 110 kV.....	163
7.1.2.5	Red 66 kV.....	164
7.2	Análisis del impacto comarcal.....	166
7.3	Resultados obtenidos en otras líneas de investigación.....	169
7.3.1	Área norte de Tailandia.....	169
7.3.2	Área de Vietnam	172
7.3.3	Contrastes.....	174
7.4	Bibliografía y referencias.....	177
8	SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES AT.....	178
8.1	Los sistemas de protección y la estabilidad del sistema eléctrico.....	178
8.2	Ingeniería de protecciones para minimizar tiempo de hueco	180
8.2.1	Protección de nudos (barras) AT.....	181
8.2.2	Protección de transformadores AT ₁ /AT ₂	182
8.2.3	Protección de transformadores AT/MT.....	183
8.2.4	Protección de circuitos AT.....	184
8.2.5	Protección de reactancias AT.....	187
8.2.6	Protección de BBCCEE AT.....	187
8.2.7	Protección contra fallo interruptor.....	188
8.3	Aproximación a la probabilidad de tiempo mínimo en huecos.....	188
8.4	Bibliografía y referencias.....	192
9	CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE ACTUACIÓN.....	193

<i>9.1 Conclusiones</i>	<i>193</i>
<i>9.2 Líneas de actuación.....</i>	<i>196</i>

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>fig. 1.1 Instalación eléctrica básica para ilustrar fenómeno de hueco</i>	4
<i>fig. 1.2 Hueco genérico y variación en valor eficaz de tensión</i>	7
<i>fig. 1.3 Límites (amplitud y tiempo) en hueco</i>	7
<i>fig. 1.4 Curva tensión eficaz – tiempo, definida por legislación española vigente, respecto al hueco de tensión que debe soportar una instalación aerogeneradora</i>	8
<i>fig. 1.5 Carta de coordinación, IEEE, estándar 493</i>	11
<i>fig. 1.6 Trazado asintótico ITI/CBEMA: por encima del trazado superior, pueden darse daños en el equipo (sobretensión); por debajo del trazado inferior, el equipo puede detenerse (subtensión)</i>	12
<i>fig. 1.7 Red MT radial, subsidiaria de subestación 110/25 kV (nudo 1), estudiada por la UPC. Nudos (3, 5, 7, 8), centros de transformación 25 kV / 400 V</i>	15
<i>fig. 1.8 Cortocircuito trifásico franco ($R_F = 0,01 \Omega$) con 4 intentos de reconexión automática en nudo (4): intensidades instantáneas en los puntos (B1) y (R1), y tensión eficaz en nudo (3), esquema fig. 1.7. Resultados obtenidos por cálculo de transitorios</i>	15
<i>fig. 1.9 Maniobra de apertura, circuito subterráneo sin carga</i>	16
<i>fig. 1.10 Reencendido (10 ms) tras desconexión carga capacitiva. Referencia bibliográfica [XLIX]</i>	17
<i>fig. 1.11 Comportamiento rectangular, tensión – tiempo, típico en PC; el binomio (u_s, t_s) puede variar su posición, pero la forma abrupta rectangular no varía</i>	20
<i>fig. 1.12 Zonas de sensibilidad vs. MDSI</i>	20
<i>fig. 1.13 Comportamiento sistema DVR ante hueco de tensión. Oscilografía en BT. Hueco del 50% (profundidad), 100 ms (duración)</i>	22
<i>fig. 1.14 Diagrama unifilar simplificado, SFCL</i>	23
<i>fig. 1.15 Simulación de comportamiento SFCL ante cortocircuito trifásico. En trazo sinusoidal fino, evolución de intensidad sin limitador. En trazo sinusoidal grueso, evolución de intensidad con limitador. El trazado ascendente corresponde a la temperatura del SFCL, la cual parte de 75° K merced al sistema criogénico (nitrógeno líquido)</i>	24
<i>fig. 2.1 Aspecto estructural sistema AT en Catalunya</i>	40
<i>fig. 2.2 Detallado parcial sistema AT, redes 400, 220 y 110 kV</i>	42
<i>fig. 2.3 Detallado parcial sistema AT, redes 220, 132 y 66 kV</i>	42
<i>fig. 2.4 Central de producción, conectada a 220 kV. Topología habitual de doble barra con acoplamiento utilizada en Sector Eléctrico Peninsular</i>	44
<i>fig. 2.5 Subestación 400 / 220 / 110 / 25 kV. Topología habitual de embarrados mixtos (interruptor y medio, doble barra con acoplamiento) utilizada en Sector Eléctrico Peninsular</i>	44
<i>fig. 2.6 Subestación 132 / 25 kV. Topología habitual, de barra simple, utilizada en Sector Eléctrico Peninsular</i>	45
<i>fig. 2.7 Instalación mixta: central de producción y subestación 66 / 25 kV. Topología habitual, de barra simple, utilizada en Sector Eléctrico Peninsular</i>	45
<i>fig. 2.8 Conexiones típicas de generadores con redes AT</i>	47

fig. 2.9 Transformadores y autotransformadores de interconexión AT_1/AT_2	48
fig. 2.10 Aspecto general sistema MT.....	49
fig. 2.11 Embarrado MT de aplicación típica: doble barra con acoplamientos transversales y longitudinales....	50
fig.2.12 Transformadores AT/MT y $AT/MT_1/MT_2$	51
fig. 2.13 CR, alimentado por 4 circuitos desde 2 transformaciones AT/MT de SE.....	53
fig. 2.14 Desglose de producción eléctrica en Catalunya (2005) y proporción vs. tipo de planta.....	53
fig. 2.15 Curva diaria de carga (17/02/2003). Punta invernal. Máximo alcanzado a las 20h.....	54
fig. 2.16 Curva diaria de carga (22/07/2003). Punta estival. Máximo alcanzado a las 13h.....	55
fig. 2.17 Curva diaria representativa de carga (31/03/2003). Máximo alcanzado a las 21h.....	55
fig. 2.18 Participación porcentual promediada en curva de carga diaria (laborable). Detalle por provincias. Para la provincia de Barcelona, detalle para ciudad de Barcelona y cinturón metropolitano.....	56
fig. 2.19 Curva semanal de carga (31/03/2003 - 6/04/2003).....	56
fig. 2.20 Curvas de carga comparadas. Inferior: 31/03/2003; superior: 4/04/2011.....	57
fig. 2.21 Consumo eléctrico en Catalunya por sectores, mayo 2005.....	57
fig. 2.22 Autotransformador regulador MT, conectado a terciario de compensación de autotransformador AT_1/AT_2	59
fig. 2.23 Autotransformador regulador MT, en instalación MT alejada de cabecera.....	60
fig. 2.24 Transformador MT_1/MT_2 (25/11 kV), en instalación MT con transformación.....	60
fig. 3.1 Instalación multitensión AT, situada en Vallès Occidental: 400, 220 y 66 kV.....	66
fig. 3.2 Esquema gráfico intuitivo del escenario: potencias.....	69
fig. 3.3 Porcentajes de potencia aparente (S) consumida en MT, escenario utilizado, vs. tensión en barras AT instalación alimentadora.....	71
fig. 3.4 Eficiencia promedio comparada vs. nivel AT nudo: cociente carga MT alimentada / cantidad de nudos. Normalizada respecto a red 220 kV.....	72
fig. 3.5 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 220 kV, vs. comarca asentamiento nudos.....	72
fig. 3.6 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 132 kV, vs. comarca asentamiento nudos.....	73
fig. 3.7 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 110 kV, vs. comarca asentamiento nudos.....	73
fig. 3.8 Porcentaje de carga, respecto a total suministrado desde red 66 kV, vs. comarca asentamiento nudos... ..	74
fig. 3.9 Porcentaje de carga, suministrada desde todo el sistema AT hacia sistema MT, vs. comarca asentamiento nudos (1).....	74
fig. 3.10 Porcentaje de carga, suministrada desde todo el sistema AT hacia sistema MT, vs. comarca asentamiento nudos (2).....	75
fig. 4.1 Transformador AT/MT, $AT/MT_1/MT_2$ y cargas.....	78
fig. 4.2 Modelo magnitudes unitarias secuencia (1) transformador AT/MT, carga en MT.....	79

fig. 4.3 Modelo magnitudes unitarias secuencia (1) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ ; cargas en MMTT.....	79
fig. 4.4 Modelo magnitudes unitarias secuencia (2) transformador AT/MT, carga en MT	80
fig. 4.5 Modelo magnitudes unitarias secuencia (2) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ , cargas en MMTT.....	80
fig. 4.6 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT estrella AT (conexión rígida neutro AT opcional) / triángulo MT.....	81
fig. 4.7 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / estrella MT.....	81
fig. 4.8 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ , estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / triángulo MT ₁ / estrella MT ₂ . Banco núcleos monofásicos / núcleo trifásico 5 columnas.....	82
fig. 4.9 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ , estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / triángulo MT ₁ / estrella MT ₂ . Núcleo 3 columnas.....	82
fig. 4.10 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ estrella AT (conexión rígida neutro AT opcional) / triángulo MT ₁ / triángulo MT ₂	83
fig. 4.11 Modelo magnitudes unitarias secuencia (0) transformador AT/MT ₁ /MT ₂ , estrella AT (neutro AT aislado de tierra) / estrella MT ₁ / estrella MT ₂ . Núcleo 3 columnas.....	83
fig. 4.12 Circuito equivalente unitario secuencia (0), nudo AT, transformadores analizados.....	84
fig. 4.13 Carga de transformador AT/MT en MT (izquierda) y transformador AT/MT en vacío, carga conectada en AT (derecha).....	85
fig. 4.14 Regulador de tensión: diagrama operativo básico	86
fig. 5.1 Diagrama general de afectación, vs. red AT en defecto y tipo de cortocircuito.....	94
fig. 5.2 Cortocircuitos monofásicos, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	96
fig. 5.3 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	97
fig. 5.4 Cortocircuitos trifásicos, red 400 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito.....	97
fig. 5.5 Cortocircuitos monofásicos, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	98
fig. 5.6 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	98
fig. 5.7 Cortocircuitos trifásicos, red 220 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito.....	99
fig. 5.8 Cortocircuitos monofásicos, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	99
fig. 5.9 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	100
fig. 5.10 Cortocircuitos trifásicos, red 132 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	100

fig. 5.11 Cortocircuitos monofásicos, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	101
fig. 5.12 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	101
fig. 5.13 Cortocircuitos trifásicos, red 110 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	102
fig. 5.14 Cortocircuitos monofásicos, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	102
fig. 5.15 Cortocircuitos bifásicos a tierra, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	103
fig. 5.16 Cortocircuitos trifásicos, red 66 kV: afectación en alguna tensión compuesta sistema MT subsidiario vs. red AT y situación del cortocircuito	103
fig. 5.17 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 400 kV.....	106
fig. 5.18 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 400 kV.....	107
fig. 5.19 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 400 kV.....	107
fig. 5.20 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 220 kV.....	108
fig. 5.21 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 220 kV.....	108
fig. 5.22 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 220 kV.....	109
fig. 5.23 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 132 kV.....	109
fig. 5.24 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 132 kV.....	110
fig. 5.25 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 132 kV.....	110
fig. 5.26 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 110 kV.....	111
fig. 5.27 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 110 kV.....	111
fig. 5.28 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 110 kV.....	112
fig. 5.29 Espectro relativo afectación, cortocircuito 1FG, red 66 kV.....	112
fig. 5.30 Espectro relativo afectación, cortocircuito 2FG, red 66 kV.....	113
fig. 5.31 Espectro relativo afectación, cortocircuito 3F, red 66 kV.....	113
fig. 5.32 Promedio porcentual afectación red 400 kV (20 circuitos).....	117
fig. 5.33 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 20 circuitos 400 kV de mayor impacto	117
fig. 5.34 Promedio porcentual afectación red 220 kV (43 circuitos).....	118
fig. 5.35 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 43 circuitos 220 kV de mayor impacto	118
fig. 5.36 Promedio porcentual afectación red 132 kV (5 circuitos).....	119
fig. 5.37 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 5 circuitos 132 kV de mayor impacto	119

fig. 5.38 Promedio porcentual afectación red 110 kV (8 circuitos)	120
fig. 5.39 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 8 circuitos 110 kV de mayor impacto	120
fig. 5.40 Promedio porcentual afectación red 66 kV (8 circuitos)	121
fig. 5.41 Desviación típica vs. tipo de cortocircuito y ubicación para los 8 circuitos 66 kV de mayor impacto. Para cortocircuitos monofásicos a tierra, la desviación típica es siempre nula.	121
fig. 5.42 Mapa de Catalunya, con riesgo potencial normalizado por comarcas (código cromático según Tabla 5.13).....	131
fig. 5.43 Riesgo potencial normalizado ante cualquier cortocircuito	132
fig. 6.1 Representación gráfica, Tabla 6.1.....	137
fig. 6.2 Distribución porcentual cortocircuitos vs. red AT; obsérvese la preponderancia red 110 kV (más de la mitad) y la exigua participación redes 66, 132 y 400 kV.....	137
fig. 6.3 Índice cortocircuitos / 100 km, trienio analizado, para cada una de las redes AT analizadas. Obsérvese el incremento conforme se reduce tensión de servicio.....	137
fig. 6.4 Forma de onda normalizada, definición BIL: trazado ascensional.....	138
fig. 6.5 Forma de onda normalizada, definición BIL: trazado hasta descenso al 50%.....	139
fig. 6.6 Propagación ondas de tensión en fase superior tras descarga atmosférica	140
fig. 6.7 Distribución porcentual tipo de cortocircuitos vs. red AT y general. Obsérvese preponderancia de monofásicos a tierra y escasa (o nula) presencia de trifásicos	142
fig. 6.8 Distribuciones mensuales de cortocircuitos vs. red AT y general. Excepto en red 66 kV, preponderancia en meses agosto – setiembre; típicamente, debidos a descargas atmosféricas	143
fig. 6.9 Distribuciones mensuales de cortocircuitos comparadas; la realizada durante quinquenio 1989 – 1993 corresponde, aproximadamente, al 50% de la red AT Catalunya de aquel entonces	143
fig. 6.10 Red 400 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito.....	144
fig. 6.11 Red 220 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (1).....	145
fig. 6.12 Red 220 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (2).....	145
fig. 6.13 Red 132 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito.....	146
fig. 6.14 Red 110 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (1).....	147
fig. 6.15 Red 110 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (2).....	147
fig. 6.16 Red 110 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (3).....	148
fig. 6.17 Red 110 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito (4).....	148
fig. 6.18 Red 66 kV: número y tipo de cortocircuitos, trienio 2003 – 2005, vs. circuito.....	149
fig. 6.19 Cortocircuito monofásico a tierra, red 110 kV. Tiempo total de eliminación: 70 ms. Oscilografía obtenida en uno de los extremos del circuito aéreo.....	150
fig. 6.20 Cortocircuito inicialmente monofásico, evolutivo a trifásico, red 110 kV. Oscilografía de tensiones obtenida en nudo 110 kV. Tiempo total de eliminación: 500 ms.	151

fig. 7.1 Detallado de tipo de hueco padecido (bifásico, monofásico) y grado del mismo vs. MT subsidiaria, cortocircuito bifásico a tierra, circuito 400 VOCC13D VOCC4D 3.	160
fig. 7.2 Detallado de tipo de hueco padecido (bifásico, monofásico) y grado del mismo vs. MT subsidiaria, cortocircuito monofásico a tierra, circuito 220 BCN11PD BCN12D 1.	162
fig. 7.3 Mapa de Catalunya, con riesgo estadístico normalizado por comarcas	166
fig. 7.4 Riesgo estadístico comarcal normalizado ante cortocircuitos en red AT.	167
fig. 7.5 Número de huecos padecidos por comarca, trienio 2003 – 2005, por cortocircuitos en red AT.	167
fig. 7.6 Distribución porcentual huecos vs. tipología, trienio 2003 – 2005	168
fig. 7.7 Distribución porcentual huecos vs. comarca, trienio 2003 – 2005	169
fig. 7.8.- Estudio de magnitud hueco en instalación perteneciente a red 115 kV Norte de Tailandia vs. posición del cortocircuito (trifásico). Extraído de referencia [II].	170
fig. 7.9.- Estudio de magnitud hueco en instalación perteneciente a red 115 kV Norte de Tailandia vs. posición del cortocircuito (monofásico). Extraído de referencia [II].	171
fig. 7.10.- Tensión resultante en instalación “KP” vs. ubicación del cortocircuito trifásico, área 115 kV Norte de Tailandia. Extraído de referencia [II].	171
fig. 7.11.- Tensión resultante en instalación “KP” vs. ubicación del cortocircuito monofásico, área 115 kV Norte de Tailandia. Extraído de referencia [II].	171
fig. 7.12.- Frecuencia anual y tensión resultante en 7 instalaciones 220 kV, Vietnam. Extraído de referencia [III].	172
fig. 7.13.- Trazados SARFI _X , SARFI _{CURVE-X} , red de transporte en Vietnam vs. tensión resultante. Extraído de referencia [III].	173
fig. 7.14.- Comparativa estadística vs. tipo de cortocircuitos. Superior: Vietnam (globalizada para 500 y 220 kV); inferior: Catalunya (disgregada para 400 y 220 kV).	175
fig. 8.1.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección barras AT.	182
fig. 8.2.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección transformador AT ₁ /AT ₂	182
fig. 8.3.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección transformador AT/MT.	183
fig. 8.4.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para circuitos AT.	185
fig. 8.5 Alcance, dirección y tiempos de operación, funciones 21 circuitos AT.	186
fig. 8.6.- Ejemplo utilidad enlace telecomunicaciones para función 21 en un circuito.	186
fig. 8.7.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, BBCCEE AT.	187
fig. 8.8.- Método del “árbol de fallos” aplicado al sistema protectorio, Proyecto Tipo detallado en (8.2).	189
fig. 9.1 Triple nido de cigüeñas en apoyo circuito MT Catalunya. ENDESA Distribución Eléctrica.	193
fig. 9.2 Ejemplo informe de cortocircuito mediante mensaje SMS a centro de análisis. Fecha, hora, duración del defecto, fases afectadas y distancia a la faltas desde instalación. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica.	196
fig. 9.3 Ejemplo informe de cortocircuito anterior, mediante mensaje SMS a terminal de telefonía móvil. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica.	196

- fig. 9.4 Descarga atmosférica: 12/7/2011, 20h48m58s: $l = 40^\circ 40' m 27,8 s N$, $L 0^\circ 44m 22,5 s E$. Intensidad: 11,7 kA. Término municipal de Amposta (El Montsià). 197
- fig. 9.5 Doble circuito aéreo, 400 kV, propiedad Red Eléctrica de España. Obsérvese (círculos rojos) el doble cable de guarda. Trazado en zona elevada del Pirineo (Pallars Jussà)..... 197
- fig. 9.6 Esquema aéreo, perpendicular a planta del apoyo (en el centro), donde aparece una superficie alrededor del mismo como electrodo capacitivo de puesta a tierra. Para una planta del apoyo de longitud (l), el lado de la superficie metálica se recomienda de longitud ($3l$), enterrado no más profundo que 40 cm. Deben conectarse al electrodo los bajantes de puesta a tierra del apoyo (en las esquinas). 198
- fig. 9.7 Simulación tridimensional para apantallamiento completo subestación eléctrica tipo mixta – blindada; descarga atmosférica: 5 kA. ENDESA Distribución Eléctrica. 198
- fig. 9.8 Simulación tridimensional para apantallamiento: proximidad transformadores (220/MT, 60 MVA), subestación eléctrica tipo mixta – blindada; descarga atmosférica: 5 kA. ENDESA Distribución Eléctrica. 199
- fig. 9.9 Aumento del BIL por tamaño de apoyo, nivel de aislamiento y doble cable de guarda. Apoyo de la derecha: hilo de guarda único, nivel de aislamiento y BIL propios de la tensión declarada. Apoyo de la izquierda: hilo de guarda doble, pararrayos autovalvulares (en paralelo con aisladores), BIL y aisladores de nivel superior a la tensión declarada. 200
- fig. 9.10 Apoyo circuito MT, Catalunya, completamente equipado con aisladores poliméricos. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica. 201
- fig. 9.11 Cortocircuito evolutivo en red MT, captado en barras 25 kV por equipo registrador, en instalación urbana Barcelona. Obsérvese sobretensión en fases “sanas” respecto al valor nominal hasta instante (3). Instante (1): cortocircuito monofásico a tierra; instante (2): doble cortocircuito monofásico a tierra; instante (3): cortocircuito trifásico. Puesta a tierra del sistema: puramente inductiva. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica. 201
- fig. 9.12 Realización física, esquema tipo de protección, para circuito 132 kV. RMF1: relé multifunción 1; RMF2: relé multifunción 2. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica, 2011..... 202

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

<i>Diagrama 1.- Aproximación ilustrativa del método; fase de información.....</i>	<i>27</i>
<i>Diagrama 2.- Aproximación ilustrativa del método; fase de cálculo y procesamiento.....</i>	<i>28</i>
<i>Diagrama 3.- Aproximación ilustrativa del método; modulación estadística de resultados.....</i>	<i>29</i>

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Límites anuales para los índices de calidad, según legislación española vigente.....	2
Tabla 1.2 Estimación de costes vs. hueco de tensión (libras esterlinas, año 2005), asumiendo que la reposición del proceso industrial tras un hueco equivale a 24h de interrupción total	20
Tabla 2.1 Instalaciones y circuitos AT	58
Tabla 2.2 Transformaciones AT_1/AT_2 (incluye transformadores y autotransformadores).....	58
Tabla 2.3 Transformadores AT/MT	59
Tabla 3.1 Acronimia utilizada para comarcas	63
Tabla 3.2 Código cromático vs. nivel de tensión.....	65
Tabla 3.3 Potencias de producción, interconexión y demanda en escenario.....	68
Tabla 3.4 Circuitos y potencia en tránsito.....	69
Tabla 3.5 Transformadores AT_1/AT_2 y potencia transformada	70
Tabla 3.6 Porcentaje nudos AT, diferenciados por U_{AT} , con alimentación a cargas MT. El 21,6% de los nudos alimentadores a cargas presenta $U_{AT} = 220$ kV; el 8,4%, $U_{AT} = 132$ kV; el 65,8%, $U_{AT} = 110$ kV; el 4,2%, $U_{AT} = 66$ kV.	71
Tabla 3.7 Unidades y potencia reactiva, en MVAR, compensada en escenario	75
Tabla 4.1 Admitancias AT secuencia (0) transformadores analizados	84
Tabla 4.2 Márgenes de tensión, nudos AT, en escenario objeto de estudio	87
Tabla 5.1 Código cromático identificación red AT en cortocircuito.....	93
Tabla 5.2 Código cromático: red AT de la que es subsidiario el sistema MT afectado.....	96
Tabla 5.3 Código cromático para interpretación tablas de sensibilidad potencial	124
Tabla 5.4 MT subsidiaria 220 kV. Obsérvese la afectación reducida, pero no nula, red AT 66 kV	125
Tabla 5.5 MT subsidiaria 132 kV. Impacto nulo red 66 kV.....	126
Tabla 5.6 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 400, 220 kV)	126
Tabla 5.7 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 400, 220 kV)	127
Tabla 5.8 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 132, 110 kV)	127
Tabla 5.9 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 132, 110 kV)	128
Tabla 5.10 MT subsidiaria 110 kV (parcial redes 132, 110 kV). Impacto nulo red 66 kV.....	129
Tabla 5.11 MT subsidiaria 66 kV	129
Tabla 5.12 Clasificación nudos MT por riesgo potencial general, de mayor a menor, respecto a riesgo potencial unitario nudo MT de menor sensibilidad. Se detalla, asimismo, riesgo potencial normalizado vs. tipo de cortocircuito para cada nudo.....	130
Tabla 5.13 Código cromático, interpretación mapa fig. 5.42	131

Tabla 6.1 Distribución de cortocircuitos en redes AT Catalunya, período 2003 – 2005	136
Tabla 7.1 Código cromático afectación comarcal	154
Tabla 7.2 Afectación comarcal, ordenada de mayor a menor, trienio 2003 – 2005, circuito 400 kV ICC4001 OSON5D 3 (13 cortocircuitos monofásicos a tierra, 1 cortocircuito bifásico a tierra)	155
Tabla 7.3 Afectación comarcal, ordenada de mayor a menor, trienio 2003 – 2005, circuito 220 kV SEGRIÀ3D FRANJA3P 1 (116 cortocircuitos monofásicos a tierra, 3 cortocircuitos bifásicos a tierra)	156
Tabla 7.4 Afectación comarcal, ordenada de mayor a menor, trienio 2003 – 2005, circuito 132 AEMP1D AEMP2D 1 (23 cortocircuitos monofásicos a tierra)	157
Tabla 7.5 Afectación comarcal, ordenada de mayor a menor, trienio 2003 – 2005, circuito 110 BERG1PD OSON2D 2 (53 cortocircuitos monofásicos a tierra, 7 cortocircuitos bifásicos a tierra)	158
Tabla 7.6 Afectación comarcal, ordenada de mayor a menor, trienio 2003 – 2005, circuito 66 SEGRIÀ4D SEGRIÀ5D 1 (57 cortocircuitos monofásicos a tierra, 3 cortocircuitos bifásicos a tierra)	159
Tabla 7.7 Afectación comarcal, trienio 2003 – 2005, circuito 400 VOCC13D VOCC4D 3 (1 cortocircuito bifásico a tierra)	160
Tabla 7.8 Afectación comarcal, trienio 2003 – 2005, circuito 220 BCN11PD BCN12D 1 (1 cortocircuito monofásico a tierra)	161
Tabla 7.9 Afectación comarcal, trienio 2003 – 2005, circuito 132 VORI2D BCN13D 1 (5 cortocircuitos monofásicos a tierra, 1 cortocircuito bifásico a tierra)	163
Tabla 7.10 Afectación comarcal, trienio 2003 – 2005, circuito 110 BCN1PD BCN11PD 1 (1 cortocircuito monofásico a tierra, en nudo BCN11PD)	164
Tabla 7.11 Afectación comarcal, trienio 2003 – 2005, 66 BLLOB9D VOCC13D 1 (2 cortocircuitos monofásicos a tierra, 1 cortocircuito bifásico a tierra)	165
Tabla 7.12 Tipo de hueco y profundidad en instalaciones afectadas vs. tipo y ubicación cortocircuito, trienio 2003 – 2005, circuito 66 BLLOB9D VOCC13D 1	165
Tabla 7.13 Porcentaje de huecos vs. tipo y comarca, trienio 2003 – 2005. Celdas en fondo rojo: valores máximos; celdas en fondo verde: valores mínimos	168
Tabla 7.14.- Comparación faltas por año y 100 km obtenidas en líneas de investigación asiáticas y resultados de la presente Tesis. (*): solamente cortocircuitos monofásicos a tierra.	174
Tabla 7.15.- Comparación longitud promedio de circuitos en líneas de investigación asiáticas y resultados de la presente Tesis.	176
Tabla 8.1.- Indisponibilidades vs. elemento / concepto, fig. 8.8	191

1 INTRODUCCIÓN

El binomio continuidad - calidad del suministro constituye hoy en día, y ha constituido siempre, auténtica obsesión en las compañías eléctricas. Desde el temido apagón generalizado (“*black – out*”) hasta la avería en circuitos de baja tensión, cualquier interrupción requiere reposición inmediata, a despecho de cualquier causa eficiente de la misma.

Actualmente, en el Sector Eléctrico Español, toda interrupción cuya duración supere los 3 minutos contabiliza para el cumplimiento de la denominada “calidad objetivo” [I]. Ésta se fundamenta en dos índices acumulativos:

- TIEPI (o índice temporal), definido según:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^N P_{i,NS} \cdot t_i}{\sum_{i=1}^N P_{i,I}}$$

siendo:

- $P_{i,NS}$: potencia eléctrica no suministrada (kVA) durante interrupción (i) - ésima, cuya duración supere los 3 minutos;
 - $P_{i,I}$: potencia instalada (kVA) en el momento de la interrupción (i) - ésima;
 - t_i : tiempo de interrupción (en horas).
- NIEPI (o índice numeral), definido según:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^N P_{i,NS}}{\sum_{i=1}^N P_{i,I}}$$

donde las variables son idénticas al TIEPI, pero obviando el tiempo de interrupción (t_i).

Para cada perfil de consumo (urbano, semi – urbano, rural concentrado, rural disperso) y según tensiones de distribución, se definen los límites anuales para ambos índices (Tabla 1.1). Superar dichos límites supone, para la empresa eléctrica, sanciones por incumplimiento.

	$1kV \leq U \leq 36kV$		$U < 1kV$	
	TIEPI (horas)	NIEPI	TIEPI (horas)	NIEPI
Urbano	4	8	6	12
Semi – urbano	8	12	10	15
Rural concentrado	12	15	15	18
Rural disperso	16	20	20	24

Tabla 1.1 Límites anuales para los índices de calidad, según legislación española vigente

En la práctica, existen interrupciones y/o anomalías en la tensión suministrada por debajo de los 3 minutos. Entre éstas, cabe diferenciar dos tipos [II]:

- Las interrupciones propiamente dichas (denominadas interrupciones breves);
- Los huecos de tensión (tensión entre el 90% y el 10% del valor declarado y duración comprenda entre 10 ms y 60 s).

En definitiva: más allá de lo legislado, y a vista temporal microscópica, hay factores de calidad a contemplar.

Al objeto de centrar enfoque de la Tesis, en este primer capítulo se describen:

- Una presentación intuitiva del fenómeno base (los huecos de tensión, o huecos, por simplicidad) objeto de la Tesis;
- Una síntesis del estado del arte actual, que contempla:
 - Las actividades del Sector Eléctrico Peninsular, dentro del cual se encuentra enmarcado y ubicado el sistema eléctrico de Catalunya;
 - La definición normativa de hueco;
 - Las líneas de investigación científico – técnicas más relevantes al respecto;
- Objetivos, resumen y estructura de la presente Tesis Doctoral;
- Bibliografía

1.1 Presentación intuitiva

El hueco, como fenómeno observado, apareció de forma natural con el uso habitual de la energía eléctrica. ¿Quién no ha percibido una breve oscilación en una lámpara de incandescencia, sin aparente discontinuidad en el suministro? En efecto; en el ámbito doméstico, a nadie pasa desapercibido un “guiño” en el alumbrado, coincidiendo con:

- Arranques de motores convencionales en determinados electrodomésticos;
- Un cortocircuito en la red doméstica, eliminado por el fusible / interruptor magnetotérmico asociado, sin interrupción general;
- Tormentas con aparato eléctrico;
- Sin explicación aparente (anomalía / avería externa al domicilio).

Por supuesto, un “guiño” (hueco), no es una interrupción del suministro; se trata de una discontinuidad, de breve duración, perfectamente perceptible en lámparas de incandescencia. Con todo, las consecuencias (todavía en ámbito doméstico) pueden ser diferentes, dependiendo del tipo de carga:

- Un “reset” en equipo electrónico;
- Una parada brusca, seguida de re - arranque, en determinados motores;
- Un descebadado en iluminación a tubos fluorescentes y/o lámparas de arco, seguida del re - encendido (normalmente no instantáneo, sino con parpadeo previo);
- etc.

Si el hueco se padece más allá del entorno doméstico (industrias, comercios, espectáculos, centros de investigación y/o cálculo, etc.), además de generalizarse las consecuencias enunciadas, pueden observarse otras de mayor calado:

- Apagado de lámparas de arco [III] (dispositivos con recebado lento);
- Interrupción de procesos industriales sensibles (caída de contactores por subtensión, control numérico, controles de velocidad, variadores de frecuencia);
- Re – inicialización centros de cálculo y/o computacionales, servidores telemáticos;
- Interrupciones momentáneas de emisión en estaciones de radio y televisión;
- Pérdidas de generación eléctrica (principalmente, eólica);
- etc.

Y todo ello, sin interrupción de suministro.

Se ilustra a continuación, mediante un circuito eléctrico simple (fig. 1.1), el fenómeno del hueco.

Tal y como se observa, consta de un circuito monofásico, protegido por fusible (F_1) que alimenta dos derivaciones. La primera, protegida por fusible (F_2), alimenta a una lámpara de incandescencia, potencia nominal (S_n); la segunda, protegida por fusible (F_3), alimenta a un enchufe. Se pretende evaluar la tensión en la lámpara de incandescencia (U_B) en situación normal (puente CC abierto) y en situación de cortocircuito (puente CC cerrado).

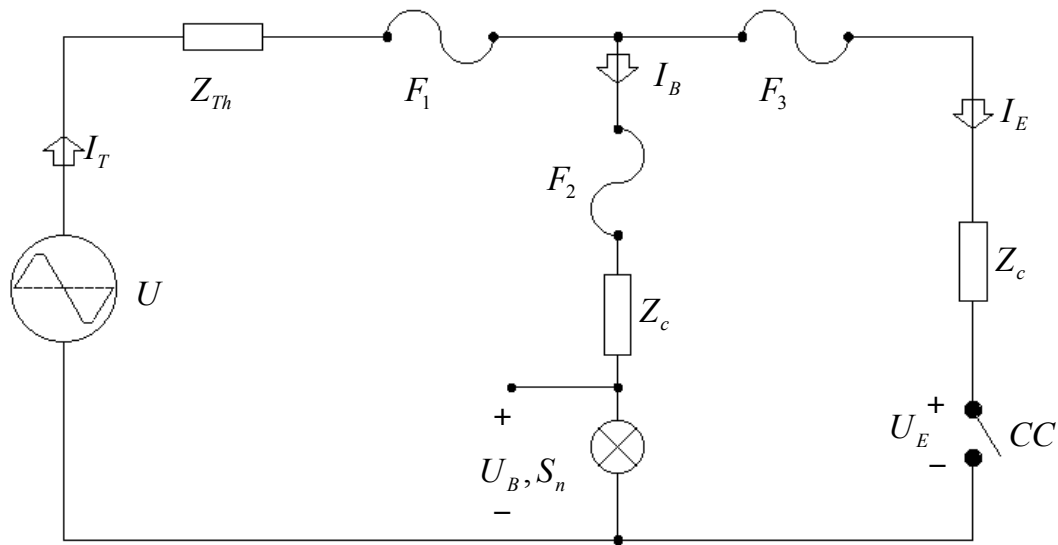


fig. 1.1 Instalación eléctrica básica para ilustrar fenómeno de hueco

Obviamente, los fusibles son selectivos, tal que:

- Para un cortocircuito en la derivación hacia enchufe, funde (F_3) antes que (F_1);
- Para un cortocircuito en la derivación hacia lámpara, funde (F_2) antes que (F_1).

Asúmanse los siguientes valores:

$$u(t) = 230\sqrt{2} \cos 100\pi t; U = 230e^{j0} V; Z_{Th} \leq (0,5 + j0,5)\Omega; Z_c \leq (0,5 + j0,5)\Omega;$$

$$S_n = (25 + j0) VA$$

En ausencia de cortocircuito (CC abierto):

$$I_E = 0; U_B = \frac{S_n}{I_B} = \frac{S_n}{I_T}; I_T = \frac{U - U_B}{Z_{Th} + Z_c} = \frac{UI_T - S_n}{I_T(Z_{Th} + Z_c)}$$

Es decir:

$$I_T^2 - \frac{U}{(Z_{Th} + Z_c)} I_T + \frac{S_n}{(Z_{Th} + Z_c)} = 0$$

resolviendo:

$$I_T \cong 0,11e^{j0} A$$

con lo cual:

$$U_B \cong 230e^{j0} V$$

En cortocircuito (CC cerrado), durante el intervalo temporal de fusión para (F_3), basta con postular:

$$I_T \geq \frac{U}{Z_{Th} + Z_c}; U_B \leq U - I_T Z_{Th}; \text{ así: } I_T \geq 163e^{j\frac{\pi}{4}} A; U_B \leq 115e^{j0} V$$

Es decir: la lámpara recibirá, durante el intervalo temporal del cortocircuito, una tensión mitad o inferior a la nominal, disminuyendo su luminosidad perceptiblemente (por ser función cuadrática de la intensidad). Se habrá observado el hueco.

Y el corolario del experimento simple resulta extensible en cualquier instalación eléctrica: una derivación del circuito principal que presente un cortocircuito (o un transitorio semejante, como el arranque de un motor convencional) causará un hueco en el resto de las derivaciones, con una excepción trivial: si la derivación causante no estuviera debidamente protegida ante cortocircuitos, la consecuencia sería una interrupción total (por fundir fusible, u operar elemento limitador del circuito principal, o situado “aguas arriba” de éste).

Si ahora se extrapola el resultado a redes eléctricas de mayor extensión ¿Deben esperarse resultados semejantes? Y, de forma natural, surgen las cuestiones siguientes:

- Para una instalación considerada, ¿puede provocar hueco un cortocircuito en un punto cualesquiera del sistema eléctrico?
- Para un cortocircuito en un punto determinado del sistema eléctrico, ¿qué instalaciones pueden verse afectadas por hueco?
- En una instalación considerada, ¿qué profundidad (subtensión) y qué duración puede presentar un hueco?
- En una instalación considerada, ¿qué sensibilidad presentan los diferentes tipos de cargas eléctricas a los huecos?
- En una instalación considerada, ¿cuántos huecos / año cabe esperar?
- Dado un tipo de carga sensible al hueco, ¿puede inmunizarse?

Todas y cada una de las cuestiones mencionadas constituyen desencadenantes para el estado de arte actual en esta novedosa disciplina.

Observación preliminar: en el contexto del Sector Eléctrico Español, las tensiones AT (Alta Tensión), MT (Media Tensión) y BT (Baja Tensión) quedan encuadradas, típicamente, según:

$$45kV \leq U_{AT} \leq 400kV; 1kV \leq U_{MT} \leq 36kV; U_{BT} < 1kV$$

dicha clasificación y nomenclatura se utilizan en la presente Tesis.

1.2 Estado del arte

La inquietud suscitada desde finales del siglo XX por los efectos de los huecos, ha dado lugar, hasta la fecha, a diversas actuaciones e iniciativas multi - disciplinarias. El orden natural de las mismas arroja, prácticamente a nivel mundial, la clasificación:

- Reclamaciones presentadas a las compañías eléctricas, ante paradas parciales de procesos industriales sin interrupción de suministro;
- Registros de pérdidas súbitas de demanda eléctrica (carga) observadas desde las compañías eléctricas en escenarios de incidente eléctrico sin interrupción del suministro;
- Creación de Grupos de Trabajo, dedicados al análisis de incidentes eléctricos, sus causas y sus consecuencias, auspiciados por las administraciones y con participación de todos los agentes implicados: concretamente, en el Estado Español, Ministerio de Industria, Comisión Nacional de la Energía, compañías eléctricas (generadoras, transportistas y/o distribuidoras, separadas según legislación vigente [IV]);
- Establecimiento de normativas de referencia, criterios y recomendaciones por parte de organismos competentes;
- Investigación científico - técnica del fenómeno.

1.2.1 El foro del Sector Eléctrico peninsular

En Catalunya, las pérdidas súbitas de demanda energética sin interrupción del suministro con incidentes eléctricos relacionados, se debaten en un foro de referencia a nivel peninsular, el Grupo de Análisis de Incidencias (GRAI, en lo sucesivo), conforme a lo dispuesto por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, Procedimiento de Operación nº 9 (P.O. 9) [V]. El autor es representante de ENDESA Distribución Eléctrica en dicho foro.

Las compañías eléctricas ubicadas en Catalunya se constituyeron como pioneras ante las consecuencias de los huecos; en efecto, ya en 1.997, un incidente eléctrico sin interrupción de suministro [VI] produjo una pérdida de carga entre 480 y 530 MVA en Barcelona y zona metropolitana, y constituyó la primera ponencia cuantitativa, en el GRAI, del fenómeno de los huecos.

1.2.2 Normativas

Se define hueco de tensión [VII] como el decremento padecido por el valor eficaz de alguna tensión (en sistemas monofásicos, la única), siempre y cuando éste se sitúe entre el 90% y el 10% del declarado y la duración comprenda entre 10 ms y 60 s. Sea fig. 1.2 una primera referencia gráfica. En fig. 1.3, los límites establecidos para el hueco.

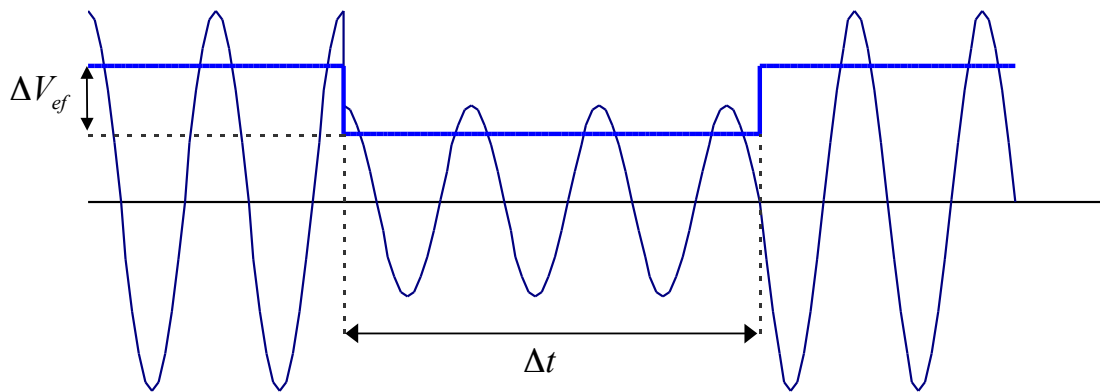


fig. 1.2 Hueco genérico y variación en valor eficaz de tensión

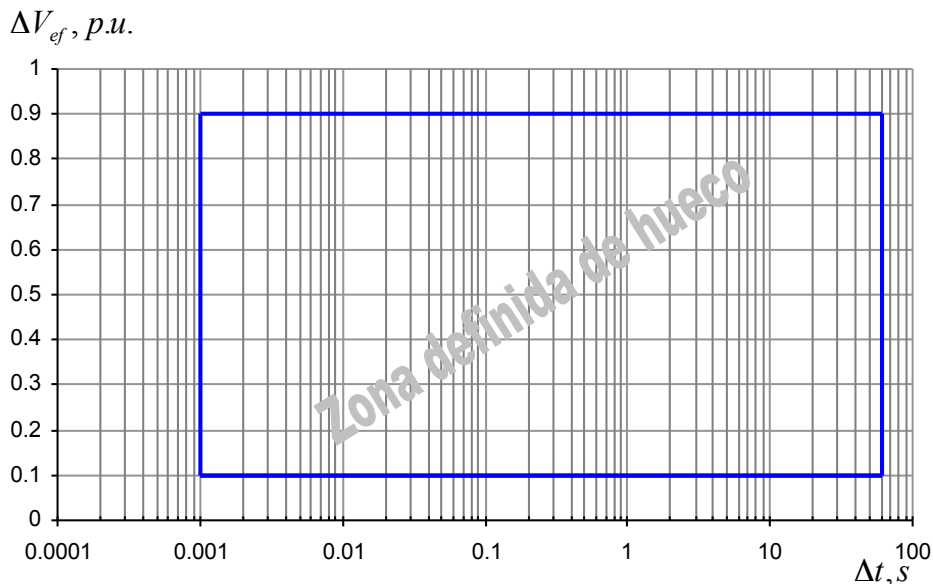


fig. 1.3 Límites (amplitud y tiempo) en hueco

La sensibilidad [VIII] mostrada por los aerogeneradores (o generadores eólicos) ante los huecos, con pérdidas de generación considerables ante cortocircuitos ubicados en redes AT (transporte y/o distribución mallada peninsular $45kV \leq U \leq 400kV$), y eliminados en tiempos inferiores a los 500 ms, también ha dado lugar a legislación [IX], encaminada a garantizar la continuidad de producción en dichos escenarios. Dicha legislación define el hueco de tensión (medida del valor eficaz entre fase y tierra) que debe ser soportado por la instalación aerogeneradora (véase fig. 1.4) sin desconectarse del sistema.

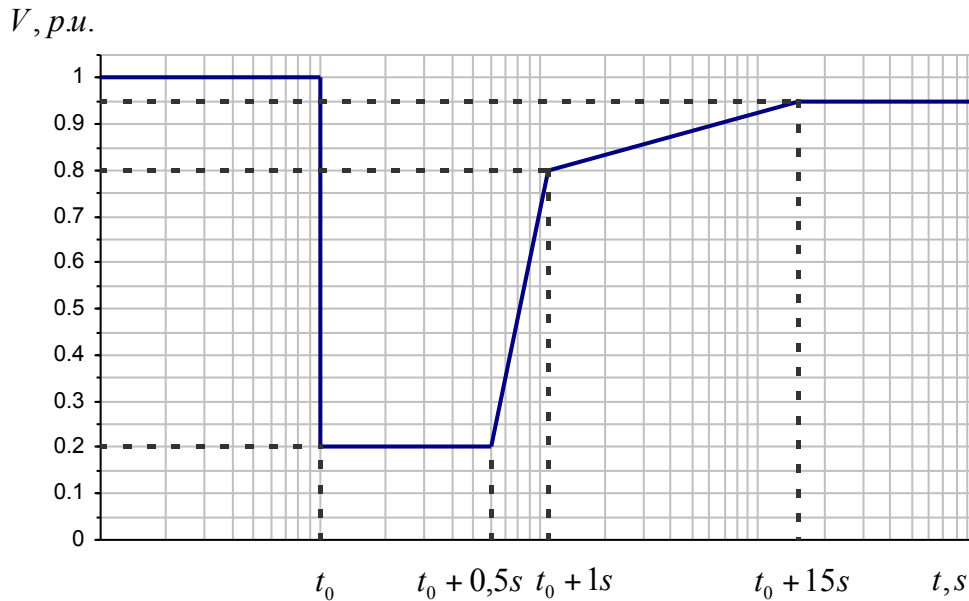


fig. 1.4 Curva tensión eficaz – tiempo, definida por legislación española vigente, respecto al hueco de tensión que debe soportar una instalación aerogeneradora.

Guía para interpretación fig. 1.4:

- $V, p.u.$: tensión eficaz fase – tierra unitaria, en alguna de las fases, en el punto de red (de Transporte o Distribución) donde vierte la energía el aerogenerador, o conjunto de aerogeneradores (parque eólico);
- t_0 : instante inicial del cortocircuito;
- $t_0 + 0,5s$: instante final del cortocircuito (ha sido ya totalmente desenergizado);
- $t_0 + 1s$: tiempo máximo, tras el inicio del cortocircuito, en el cual la tensión debe alcanzar 0.8 veces su valor eficaz unitario;
- $t_0 + 15s$: tiempo máximo, tras el inicio del cortocircuito, en el cual desaparece el hueco (tensión eficaz superior a 0,9 veces su valor unitario).

1.2.3 Líneas de investigación

De forma natural, pueden clasificarse en cuatro áreas, todas ellas iniciadas en la década de los 90:

- **Fundamentos** del fenómeno en sí: orígenes, perfiles, tipologías, normalización.
- **Análisis** del fenómeno: metodologías de estimación / aproximación / evaluación, sistemas expertos de clasificación, modelos de red, diferenciación vs. red en cortocircuito, influencia de los sistemas protectivos, modelos de simulación, elección y optimización de puntos de medida, medidas de calidad en redes eléctricas monitorizadas. Destacan diversas Tesis Doctorales [X], [XI], [XII].

- **Sensibilidad** vs. elementos de red, tipos de cargas y tiempos de eliminación, efectos en la industria, costes asociados. Destaca la Tesis Doctoral centrada en transformadores y generadores [XIII].
- **Mitigación** del fenómeno y costes asociados: actividades en planificación de red, elementos conectados en proximidad del cliente final, limitadores de cortocircuito en red.

Se detallan a continuación las tendencias más destacadas, desarrolladas hasta la fecha, en investigación científico – técnica.

1.2.3.1 Fundamentos

Los incrementos súbitos y breves de intensidad [XIV] en algún punto del sistema eléctrico constituyen la causa eficiente de los huecos de tensión.

Dichas sobreintensidades momentáneas se originan en tres escenarios concretos:

- Arranque de motores;
- Intensidades magnetizantes de transformadores durante proceso de conexión;
- Cortocircuitos (faltas paralelo), en su mayor medida y afectación [XV]

Un estudio estadístico quinquenal (1984 – 1988) realizado en USA, correlacionó [XVI] interrupciones en controladores de velocidad de estado sólido, utilizados en procesos industriales, con eventos eléctricos. El 83% de las afectaciones en controladores de velocidad se debieron a huecos, consecuencia contrastada de cortocircuitos eléctricos en el sistema.

Una vez identificado el problema y su origen principal, surgió la exigencia de establecer perfiles para el hueco de tensión. Destacan las definiciones siguientes [XVII]:

- Umbral de tensión:
 - por debajo de un valor no determinado [XVIII], dependiendo de las consecuencias;
 - entre el 10 y el 90% del valor nominal [XIX];
- Tensión de hueco (en original, *retained voltage*): el mínimo valor eficaz percibido durante el evento;
- Duración: entre ½ ciclo y un minuto [XIX]. Tiempo que el valor eficaz de la tensión permanece por debajo del umbral;
- Energía no suministrada durante el hueco, según:

$$E_{VS} = 100 \int_0^T \left[1 - \left(\frac{V(t)}{V_{nom}} \right)^2 \right] dt$$

donde el subíndice “VS” denota “Voltage Sag”, y (T) es la duración del mismo.

La identificación del fenómeno ha dado lugar a nuevos índices en la calidad del servicio eléctrico; en efecto [XX]:

- **System Instantaneous Average RMS (Variation) Frequency Index_{Voltage}** (SIARFI_x): promedio de eventos instantáneos (entre 0,5 y 30 ciclos) medidos, con subtensiones (o sobretensiones) por debajo (o por encima) del umbral (x):

$$SIARFI_x = \frac{\sum_{i=1}^p NI_i}{N_T}$$

donde:

NI_i : número de clientes que padecen evento instantáneo;

N_T : número total de clientes suministrados por el sistema;

$x = (140, 120, 110, 90, 80, 70, 50) \%$. No se contemplan las interrupciones.

- **System Momentary Average RMS (Variation) Frequency Index_{Voltage}** (SMARFI_x): promedio de eventos instantáneos (entre 30 ciclos y 3 s) medidos, con subtensiones (o sobretensiones) por debajo (o por encima) del umbral (x):

$$SMARFI_x = \frac{\sum_{i=1}^p NM_i}{N_T}$$

donde (NM_i) es número de clientes que padecen evento momentáneo; (N_T) no cambian respecto a (SIARFI_x); (x) incluye el 10%.

- **System Temporary Average RMS (Variation) Frequency Index_{Voltage}** (STARFI_x): promedio de eventos instantáneos (entre 3 y 60 s) medidos, con subtensiones (o sobretensiones) por debajo (o por encima) del umbral (x):

$$STARFI_x = \frac{\sum_{i=1}^p NT_i}{N_T}$$

donde (NT_i) es número de clientes que padecen evento temporal; (N_T) y (x) no cambian respecto a (SMARFI_x).

Por lo que a actividades de normalización respecta, destacan iniciativas para coordinación internacional en lo que a índices de hueco refiere.

La propuesta de Bollen y Sabin [XXI] establece cinco pasos diferenciados:

- Muestreo de tensiones con equipos registradores:

$$f_m \geq 80 \cdot f_0$$

donde (f_0) es frecuencia de red (50 ó 60 Hz)

- Características del evento:
 - Algoritmos de cálculo, valor eficaz, a partir de las muestras;
 - Ídem para medidas de fase angular
- Índices de evento
 - Duración y tensión;
 - Umbrales recomendados;
 - Severidad (ponderada en duración y tensión)
- Índices locales:
 - Para un área geográfica determinada, tablas estadísticas: subtensión, duración y número de eventos registrados;
 - Carta de coordinación: representación gráfica (véase fig. 1.5) según estándar IEEE 493 [XXII], donde se relacionan número de eventos, magnitud y duración vs. sensibilidad de dispositivos.
 - Índices de sistema: la predicción estocástica complementada con la monitorización (registro).

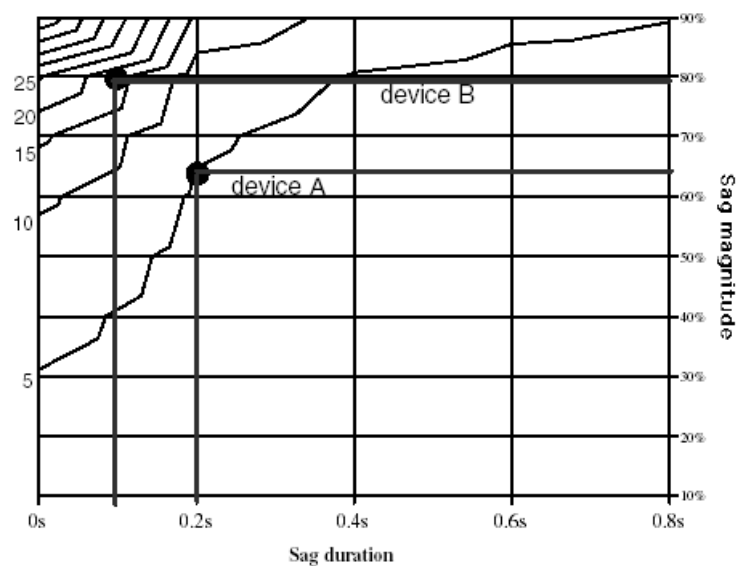


fig. 1.5 Carta de coordinación, IEEE, estándar 493

Por último, el estándar IEEE 493 [XXII] constituye una recopilación sistemática para todas las definiciones y perfiles del fenómeno, incluyendo instrucciones para el contaje de huecos, dependiendo si éstos pertenecen (o no) al mismo cortocircuito, en escenarios de reconexión automática infructuosa y/o pruebas de normalización.

Centra en los cortocircuitos del sistema eléctrico (y, preferentemente, en las líneas) la causa eficiente más probable para los huecos de tensión, y establece la curva asintótica ITI/CBEMA para dispositivos conectados a tensión monofásica, 120 V, 60 Hz (fig. 1.6).

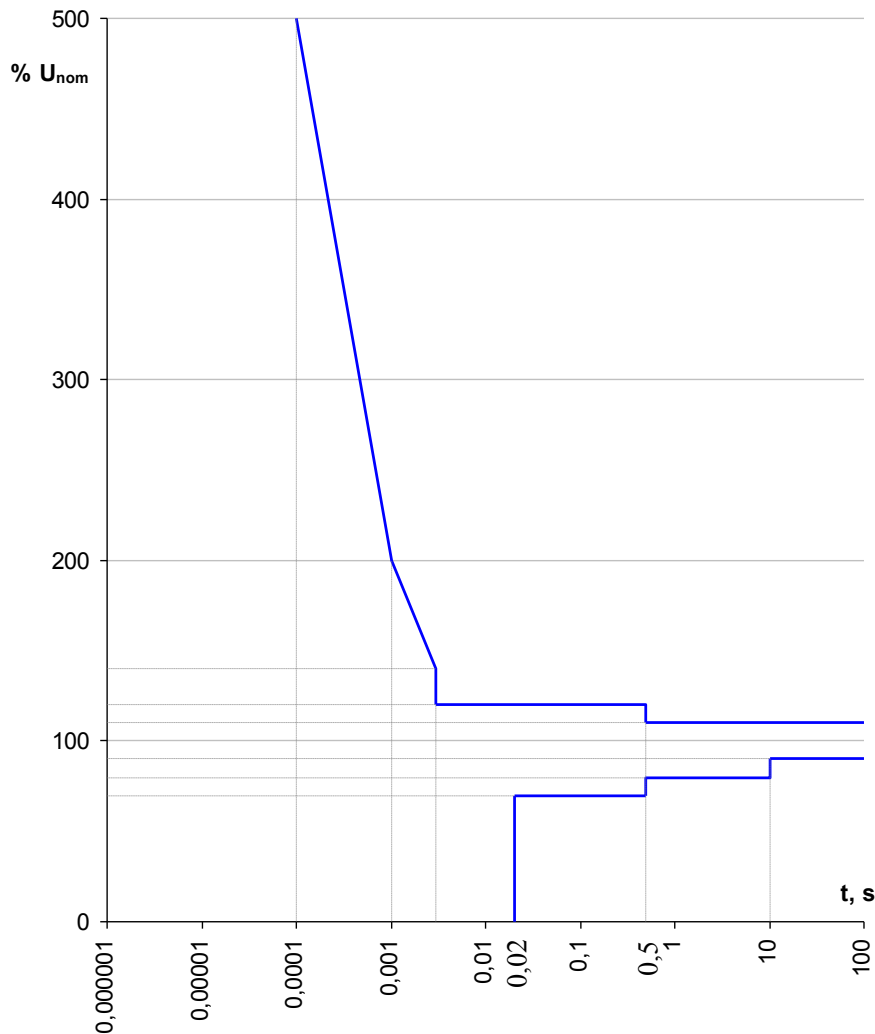


fig. 1.6 Trazado asintótico ITI/CBEMA: por encima del trazado superior, pueden darse daños en el equipo (sobretensión); por debajo del trazado inferior, el equipo puede detenerse (subtensión)

1.2.3.2 Análisis

Asumiendo los cortocircuitos como principales causas de huecos, la eterna dicotomía entre métodos estocásticos y estadísticos como metodología válida centra gran parte de los esfuerzos.

Según la frecuencia de eventos, se prevén tiempos de observación comprendidos entre 1 y 400 años [XXIII] para conseguir una precisión del 90%. Si se produce un evento diario, basta con 1 año de monitorización; para 1 evento anual, se requieren 400 años de monitorización.

En cualquier caso, el análisis estadístico [XXIV] nunca debe omitirse, en tanto en cuanto:

- Establece origen del hueco (arranque de motores, conexión de transformadores, cortocircuitos) a partir de los perfiles gráficos del mismo;
- Refleja la realidad en el punto de medida;
- Constituye referencia cronológico – gráfica del hecho;
- Valida (u obliga a corregir) los modelos de red utilizados en la predicción estocástica.

La monitorización de las tensiones constituye clave natural para el análisis estadístico; con todo, el estudio minucioso de los registros obtenidos ha permitido establecer conclusiones interesantes:

- La caracterización de los huecos [XXV] mediante dos magnitudes complejas: la tensión característica y el “P-N factor”: número complejo obtenido mediante comparación entre tensiones de secuencia 1 y 2 en el punto de medida, al objeto de diferenciar faltas monofásicas y bifásicas;
- Las características de propagación en los huecos [XXVI], según la red en la que se producen, mediante análisis de secuencias 1 y 2;
- Síntesis de sistemas expertos [XXVII] para tratamiento y clasificación, basados en:
 - la recuperación súbita (cortocircuitos) o gradual (transformadores, motores) de la tensión;
 - la simetría total de tensión entre fases (arranque de motores, algunos cortocircuitos) o la asimetría entre las mismas (conexión de transformadores, otros cortocircuitos);
 - la presencia de armónicos, típica de la conexión de transformadores (saturación de núcleo).
- Perfiles diferenciales de los huecos, dependiendo si se producen en redes AT ó MT [XXVIII, XXIX]:
 - Ausencia de sobretensión alguna ante cortocircuitos en redes AT, con neutros rígidamente conectados a tierra;
 - Ausencia de hueco, para faltas monofásicas a tierra, en redes MT con neutro MT “fuente” no conectado rígidamente a tierra;
 - Propagación limitada de huecos originados en redes MT:

- Sobretensión en fases “sanas” ante cortocircuitos en redes MT con neutro MT “fuente” no conectado rígidamente a tierra (mediante impedancia, neutro aislado, etc.);
- Identificación del tipo de evento (arranque de motor, conexión de transformador, cortocircuito) mediante análisis Wavelet y de secuencia cero [XXX].
- Localización óptima de registradores [XXXI], sobre un modelo IEEE de 30 nudos eléctricos, 6 instalaciones de generación, 37 circuitos y 4 transformadores. Con 3 registradores resulta suficiente para capturar cualquier hueco que tenga lugar, debido a un cortocircuito.

En predicción estocástica se postulan dos alternativas [XXXII] principales:

- La ubicación del cortocircuito respecto al punto donde se analiza subtensión;
- La distancia crítica al cortocircuito, obtenida mediante un cociente de impedancias significativas, corregido por el factor de tensión crítica.

Ambas alternativas parten de un escenario arbitrario en generación y asumen una distribución uniforme en cortocircuitos / km.

El comportamiento del sistema protectorio [XXXIII] influye, principalmente, en la duración “sincopada” del hueco; principalmente, en sistemas AT mallados. Dicho escenario conlleva la apertura de, como mínimo, dos interruptores por actuación del sistema protectorio. La no operación de uno de ellos, además de extender el cortocircuito [XXXIV], [XXXV] más allá de lo debido, prolonga la duración del hueco.

La elección del método matemático [XXXVI], [XXXVII] para determinación analítica de huecos presenta hoy en día dos tendencias: mediante cálculo de transitorios o mediante cálculo de cortocircuitos por modelos fasoriales de secuencia. Si bien el error no supera el 10% en ningún caso respecto a las medidas obtenidas mediante equipos registradores, se recomienda:

- Utilizar cálculo de transitorios para cortocircuitos cercanos a la cargas (p.e., en redes MT), siempre y cuando se disponga de modelos ajustados para éstas [XXXVIII] y su entorno. Dicha alternativa permite determinar el gráfico evolutivo completo del hueco. Constituye un auténtico ejemplo completo de aplicación los estudios [XXXIX], [XL], [XLI] desarrollados por la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), detallados brevemente a continuación.
- Utilizar cálculo de cortocircuitos por modelos fasoriales de secuencia para fenómenos de amplia afectación (redes AT). Esta alternativa, si bien determina exclusivamente el valor mínimo de la tensión eficaz, permite manejar sistemas eléctricos de mayor tamaño. Constituye la utilizada en la presente Tesis.

Merecen aquí mención los resultados obtenidos por la UPC en simulaciones realizadas sobre un sistema radial MT (25 kV) analizado en Catalunya. Véase, en fig. 1.7, esquema unifilar del sistema eléctrico analizado; en fig. 1.8, resultados obtenidos por simulación, cálculo de transitorios.