

- Asimismo, el porcentaje de cortocircuitos vs. fases afectadas (solamente detallado en el caso de Vietnam) presenta también diferencias con los obtenidos para el sistema eléctrico de Catalunya (fig. 7.14). Se realizará una comparación de la forma más coherente posible: 500 y 220 kV Vietnam (conjunta) vs. 400 y 220 kV Catalunya (segregadas). La presencia notable de cortocircuitos bifásicos y trifásicos en sistema de transporte Vietnam podría explicarse:
 - Por el tipo de apoyos utilizados (diferente disposición de fases);
 - Por la distancia mayor entre éstos (menor tense de conductores, con mayor libertad de aproximación por oscilaciones);
 - Vendavales monzónicos, con idéntico plano de incidencia que el que contenga los conductores (posible disposición coplanar).

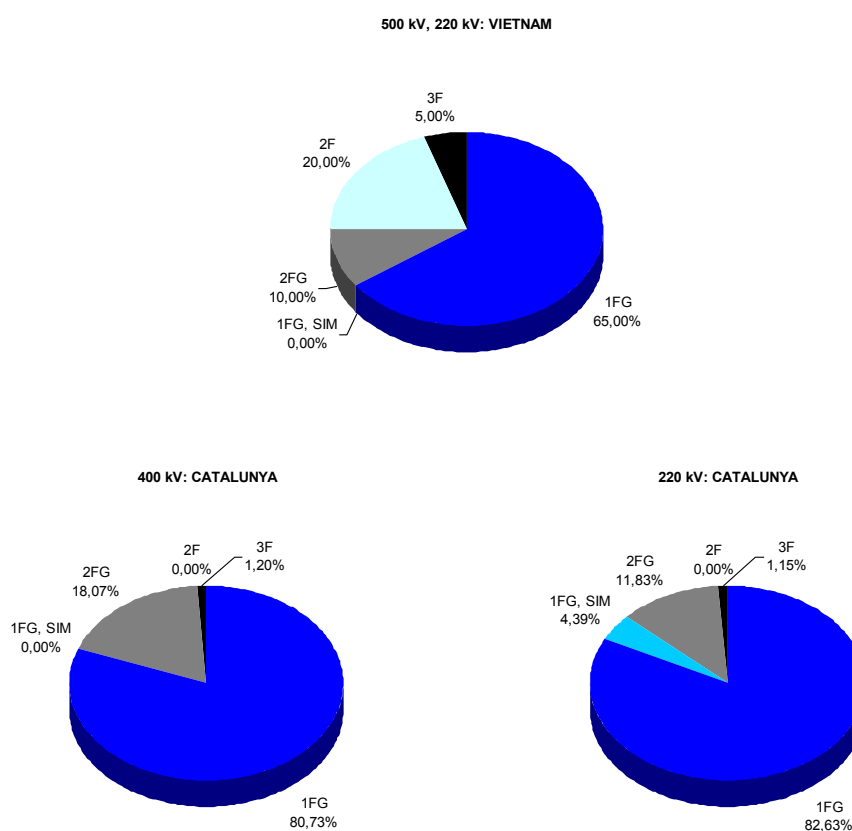


fig. 7.14.- Comparativa estadística vs. tipo de cortocircuitos. Superior: Vietnam (globalizada para 500 y 220 kV); inferior: Catalunya (disgregada para 400 y 220 kV).

- Otra diferencia destacable constituye los tiempos de desenergización de cortocircuitos (supuestamente todos en ausencia de fallo). Mientras que en Tailandia se establece típico el valor de 100 ms (promedio del margen $80 \div 120$ ms establecido para el Sector Eléctrico Español, y de uso global), Vietnam presenta $160 \div 180$ ms: tiempos de operación para los relés “por debajo de 100 ms”, tiempos de transmisión en los enlaces de telecomunicación “por debajo de $20 \div 24$ ms”, tiempos de respuesta en

interruptores entre 40 y 60 ms (valor muy estándar). Teniendo en cuenta los relés de protección citados en el artículo (numéricos, e idénticos a los habitualmente utilizados en Europa), bien podría tratarse de una temporización voluntaria al disparo o de utilización de relés repetidores auxiliares. Por lo que al sistema de telecomunicación se refiere, los tiempos de transmisión citados corresponden a enlaces convencionales, y quizás indirectos.

- Por último, otro matiz diferencial de suma importancia viene dado por la longitud media de los circuitos. Véase (Tabla 7.15) longitud media vs. nivel de tensión. Ello influye en la variación del hueco producido vs. la posición del cortocircuito en la traza del circuito en defecto. La predominancia de líneas aéreas respecto a cables subterráneos y la longitud considerable de las mismas (a diferencia, por ejemplo, del 220 kV urbano en Barcelona) ocasiona huecos menos generalizados y extensos para cortocircuitos alejados de los nudos origen – final del circuito considerado.

U, kV	Tailandia	Vietnam	Catalunya
500	N.A.	191	N.A.
400	N.A.	N.A.	92,8
220	N.A.	62,3	28,4
132	N.A.	N.A.	20,76
110	115 kV: 40,5	N.A.	20
66	N.A.	N.A.	12,55

Tabla 7.15.- Comparación longitud promedio de circuitos en líneas de investigación asiáticas y resultados de la presente Tesis.

7.4 Bibliografía y referencias

- I G. Nicolau: “*Sistema GSM para localización de defectos en redes eléctricas*”. Revista “Energía”, nº 184, año 2005, pp. 41 – 44.
- II P. Saninta, S. Premrudeepreechacharn: “*Assessment And Prediction of Voltage Sag in Transmission System in Northern Area of Thailand*”. 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Wollongong, Australia, 2008.
- III B. Q. Khanh, N. H. Phuc: “*Prediction of Voltage Sag in The Transmission System of Vietnam, A Case Study*”. Power Systems Conference and Exposition (PSCE). IEEE / PES. Phoenix, USA, marzo 2011.

8 SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN REDES AT

Independientemente al nivel de tensión donde se produzcan, los cortocircuitos deben ser eliminados por la actuación de sistemas de protección, respondiendo [I] al postulado:

“Detección del cortocircuito y desenergización de éste, en el menor tiempo posible, mediante apertura exclusiva de interruptor(es) que lo alimente(n)”.

Para huecos de tensión padecidos en MT ante cortocircuitos en redes AT, el comportamiento del sistema de protección determina la duración del hueco, consecuencia a su vez de la duración del cortocircuito: intervalo temporal desde el inicio hasta la desenergización total de éste.

Asimismo, cuanto mayor es la duración del cortocircuito, mayor es el riesgo de aparición de cortocircuitos simultáneos, debidos a degradación de materiales sometidos al cortocircuito inicial, por desprendimiento, desplazamiento o, incluso, explosión de los mismos.

El sistema de protección (o protectivo) está compuesto por los elementos siguientes:

- Transductores: transformadores de intensidad (TT/I) y de tensión (TT/T). Elementos que adecuan las magnitudes primarias (kA, kV) a valores secundarios (A, V) tal que puedan ser procesados por las protecciones;
- Circuitos secundarios, procedentes de TT/I y TT/T, que nutren las protecciones con las magnitudes secundarias obtenidas;
- Protecciones (o relés de protección): hoy en día, equipos basados en el procesado digital de señales analógicas. En virtud de las magnitudes secundarias captadas y de los ajustes pertinentes, generan órdenes de desconexión (disparos) a los interruptores automáticos;
- Baterías de corriente continua: garantizan alimentación permanente para elementos de control, maniobra y protección;
- Circuitos de desconexión: unión de protecciones e interruptores;
- Los interruptores automáticos (interruptores). El adjetivo “automático” es anacronismo de tiempos pretéritos, en los cuales solamente se operaban mediante mando “manual”.

Si alguno de estos elementos falla, el cortocircuito se eliminará en tiempo superior. Y no se cumplirá el postulado.

8.1 Los sistemas de protección y la estabilidad del sistema eléctrico

En 1995 vio la luz una publicación [II], co – elaborada por las entonces empresas del sector eléctrico peninsular español, que constituye obligada referencia para el sistema protectivo. El autor participó en la misma como representante de la antaño FECSA.

Como síntesis esencial, establece prácticas, postulados y metodologías (de aquel momento) para minimizar el alcance de perturbaciones en el sistema eléctrico, en base a:

- El cálculo del tiempo crítico (se definirá a continuación);
- El tipo y nivel de equipamiento protectorio.

Dicha publicación define el tiempo crítico según: “... **tiempo máximo que puede mantenerse un cortocircuito sin que se produzca, a nivel regional o nacional, una perturbación crítica para el sistema en su conjunto, por:**

- **Pérdida de estabilidad de los grupos generadores;**
- **Desconexión de los mismos, debido a los huecos de tensión en sus servicios auxiliares, o**
- **Desconexión de mercados importantes”**

Cada empresa del sector eléctrico peninsular español estableció los tiempos críticos de todas y cada una de las instalaciones en redes de 400 y 220 kV. La metodología siguió las pautas citadas a continuación:

- Simulación de cortocircuitos trifásicos¹ francos, en cada nudo eléctrico (o embarrado) de 400 y 220 kV, con diversos tiempos de desenergización;
- Utilizando el análisis dinámico, aplicación PSS/E, personalizado, precisamente, con los modelos de comportamiento dinámico asociados a generadores eléctricos, el modelo de red en secuencia directa² o secuencia (1) y ciertos modelos de cargas;
- Evaluación de pérdidas considerables (>1 GVA) en generación, bien por inestabilidad en la misma, bien huecos de tensión en sus servicios auxiliares, vs. el tiempo de desenergización.

El autor participó en dicho grupo de trabajo como representante de las antaño FECSA y FECSA – ENHER I.

Una vez obtenidos los tiempos críticos por instalación, se definió el equipamiento protectorio para todas y cada una de éstas, encaminado a evitar “grandes apagones”. Las conclusiones obtenidas resultaron de gran utilidad, sobrepasando el objetivo inicial. El equipamiento

¹ **Observación:** mientras se redacta la presente Tesis, no existe metodología alguna capaz de predecir el comportamiento dinámico del sistema eléctrico ante cortocircuitos no simétricos. Se asume que el trifásico es el más dañino para la estabilidad de la red, merced a la pura experiencia: los grandes apagones producidos / no producidos vs. tipo y duración del cortocircuito.

² El cortocircuito trifásico resulta perfectamente simétrico; no se requieren modelos de red ni en secuencia inversa ni en secuencia homopolar.

definido no solamente minimiza el riesgo de perturbaciones generalizadas ante cortocircuitos trifásicos francos; garantiza, en gran medida:

- La detección y desenergización del cortocircuito, en el menor tiempo posible, mediante apertura exclusiva de interruptor(es) que lo alimente(n): cumplimiento del postulado;
- El minimizado del tiempo del hueco de tensión en el suministro.

Concluyendo, los criterios resultantes de la publicación [II] y del cálculo de tiempos críticos constituyen, sin lugar a dudas, la base primigenia más adecuada para ingeniería en sistemas de protección, al objeto de minimizar el impacto de cortocircuitos en redes AT; en particular, de los huecos en suministro MT (siempre y cuando se apliquen a todas las instalaciones AT, no solamente en redes de 400 y 220 kV).

8.2 Ingeniería de protecciones para minimizar tiempo de hueco

Partiendo de la base establecida en [II], e incorporando innovaciones tecnológicas, nuevas corrientes de pensamiento [III] y [IV], experiencias negativas en el sector con determinadas protecciones³ de utilización clásica y el axioma de **“calidad y continuidad en el suministro eléctrico”**, Endesa Distribución Eléctrica elaboró, en 2006, el Proyecto Tipo para Subestaciones Eléctricas. El autor participó en el diseño de dicho Proyecto Tipo, como responsable del sistema de protección. Su ámbito de aplicación, en AT, cubre todas las tensiones ($45kV \leq U_{AT} \leq 400kV$) utilizadas actualmente en sistema peninsular y sistemas insulares españoles, y resulta perfectamente exportable a cualquier sistema eléctrico de potencia trifásico.

Se detallan a continuación los sistemas protectivos para elementos AT contemplados en dicho Proyecto Tipo. Todos ellos equipan relés de protección numéricos multifuncionales (basados en procesamiento digital de señales eléctricas), operando en apoyo mutuo y con primacía de tiempos de actuación escalonados (a tiempo discreto).

Como criterio general, si bien en los esquemas aquí expuestos no aparecerá dicho nivel de detalle, el Proyecto Tipo equipa, para todas las posiciones AT:

- Doble batería para alimentación en elementos de control, maniobra y protección;
- Doble circuito y bobina para desconexión interruptores;
- Transductores de intensidad (TT/I) con secundarios segregados independientes vs. relés multifunción conectados;

³ Utilización de relés de sobreintensidad (a tiempo continuo) apoyando a relés de distancia (por naturaleza, a tiempo discreto): el compromiso detección de cortocircuito vs. selectividad de actuación nunca resultó satisfactorio ante escenarios de red cambiantes.

- Transductores de intensidad (TT/I) con secundarios segregados independientes vs. relés multifunción conectados;
- Transductores de tensión (TT/T) con secundarios segregados independientes vs. relés multifunción conectados.

Observación: los códigos numéricos utilizados en las funciones de protección corresponden a nomenclatura ANSI.

8.2.1 Protección de nudos (barras) AT

Véase fig. 8.1. Se fundamenta en:

- Sistema de protección principal: función diferencial de barras (87B);
- Sistema de protección de reserva (parcial) para aislar barra en defecto: función distancia en acoplamiento (21ACP).

Asimismo (véanse fig. 8.2 y fig. 8.4), se verifican sistemas de protección en apoyo:

- De existir transformación AT_1/AT_2 conectada en dichas barras, cada transformación equipa una función de distancia (21) con vigilancia en dirección barras;
- Funciones distancia (21) en extremos remotos de circuitos conectados en barras consideradas (véase 8.2.4).

Detallado fig. 8.1. A la derecha, relé multifunción de barras: diferencial de barras (87B) y contra fallo de interruptor (50S-62 POS1,..., POS4, ACP). La función 50S-62 se analizará en 8.2.5. En posiciones superiores (1 y 2), protección de acoplamiento [IV], verificada por zonas de vigilancia (Zona 1R) dirección barras mediante funciones distancia (21), soportadas por relés multifunción circuitos AT. Obsérvese secundarios de intensidad exclusivos para funciones diferencial de barras y fallo interruptor. Mediante la posición de seccionadores, las funciones 87B y 50S-62 reciben información del embarrado al que conecta cada uno de los terminales.

Para cortocircuito en barras (entre TT/I captadores), la función 87B ordena desconexión, de forma instantánea, a todos los interruptores conectados a la barra en falta (1 ó 2), incluyendo el acoplamiento. Tiempo típico desenergización total: $80 \div 120$ ms.

En caso de indisponibilidad función 87B, las funciones 21 que actúan sobre el acoplamiento desconectan éste, liberando la barra “sana” del cortocircuito. Función no instantánea (sistema de protección de reserva), con tiempo típico desconexión acoplamiento: $250 \div 300$ ms.

Por lo que a los sistemas de protección en apoyo refiere, sus tiempos típicos de desenergización total de cortocircuito (en caso de indisponibilidad funciones 87B y protección reserva de acoplamiento) se sitúan en $450 \div 500$ ms.

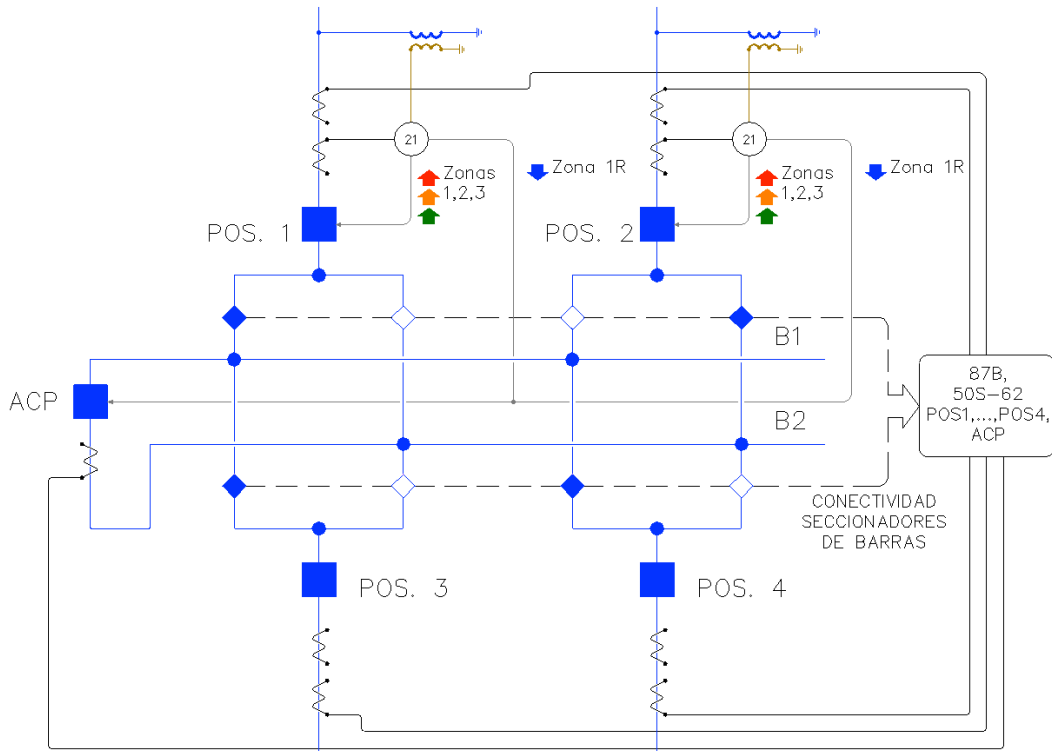


fig. 8.1.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección barras AT.

8.2.2 Protección de transformadores AT₁/AT₂

Véase fig. 8.2. Se fundamenta en dos sistemas principales independientes de protección con actuación instantánea, y funciones de apoyo para cortocircuitos externos a la transformación.

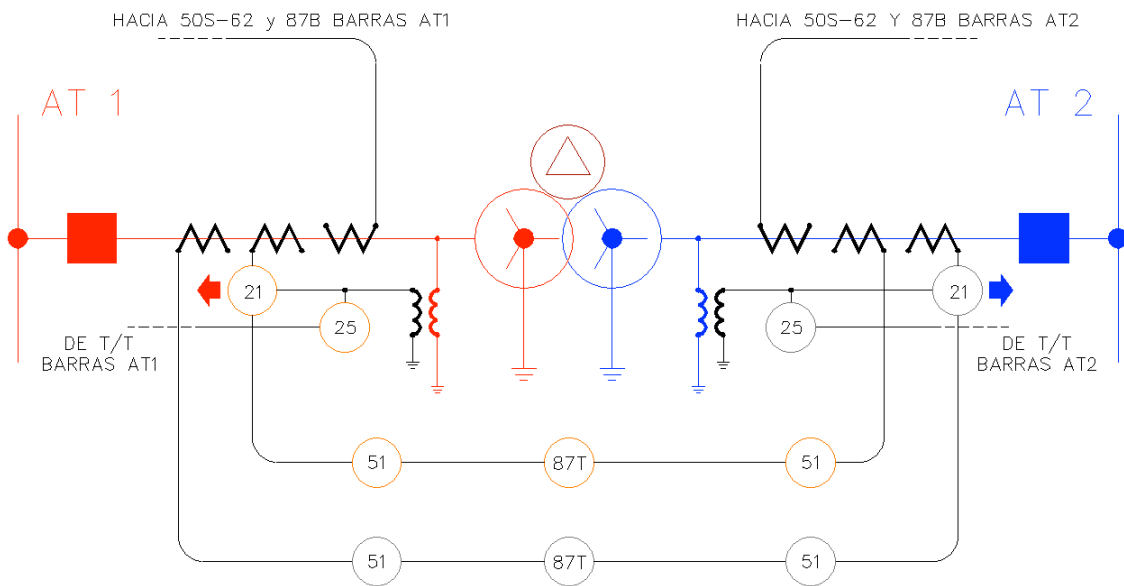


fig. 8.2.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección transformador AT₁/AT₂.

Detallado fig. 8.2. Las funciones con círculo anaranjado se soportan por un relé multifunción (asóciase al nº 1), y las funciones con círculo gris por el otro relé multifunción (asóciase al nº 2). Cada relé multifunción recibe tensión continua de baterías independientes. Son funciones principales para el transformador sendas 87T (diferenciales de transformador). Son funciones de apoyo para faltas en barras sendas 21 (funciones distancia con dirección de vigilancia hacia barras). Las funciones 51 (sobrecorriente) y 25 (sincronismo) completan ambos relés. Obsérvense secundarios de intensidad exclusivos para cada relé multifunción.

Para cortocircuito en la zona protegida (entre TT/I captadores), las funciones 87T ordenan desconexión, de forma instantánea, ambos interruptores del transformador. Tiempo típico desenergización total: $80 \div 120$ ms.

Y, tal y como se indicó en (8.2.1), ante falta en barras (AT1 ó AT2), las funciones 21 desconectan el interruptor del transformador conectado a la barra en falta. Siendo protecciones de apoyo, interrumpen la aportación del transformador al cortocircuito en $450 \div 500$ ms.

Las funciones 51 (sobrecorriente), hoy en día, deben considerarse más como sobrecargas de transformador que como protecciones de apoyo, dada la dificultad que presentan para satisfacer el compromiso de rapidez en desenergización / selectividad, ante escenarios de explotación cambiantes.

Finalmente, la función 25 (sincronismo) impide la conexión del interruptor en ausencia de tensión conforme a ambos lados del mismo: diferencias de amplitud, frecuencia y/o fase.

8.2.3 Protección de transformadores AT/MT

Véase fig. 8.3. Se fundamenta en dos sistemas principales independientes de protección con actuación instantánea, y funciones de apoyo para cortocircuitos externos a la transformación.

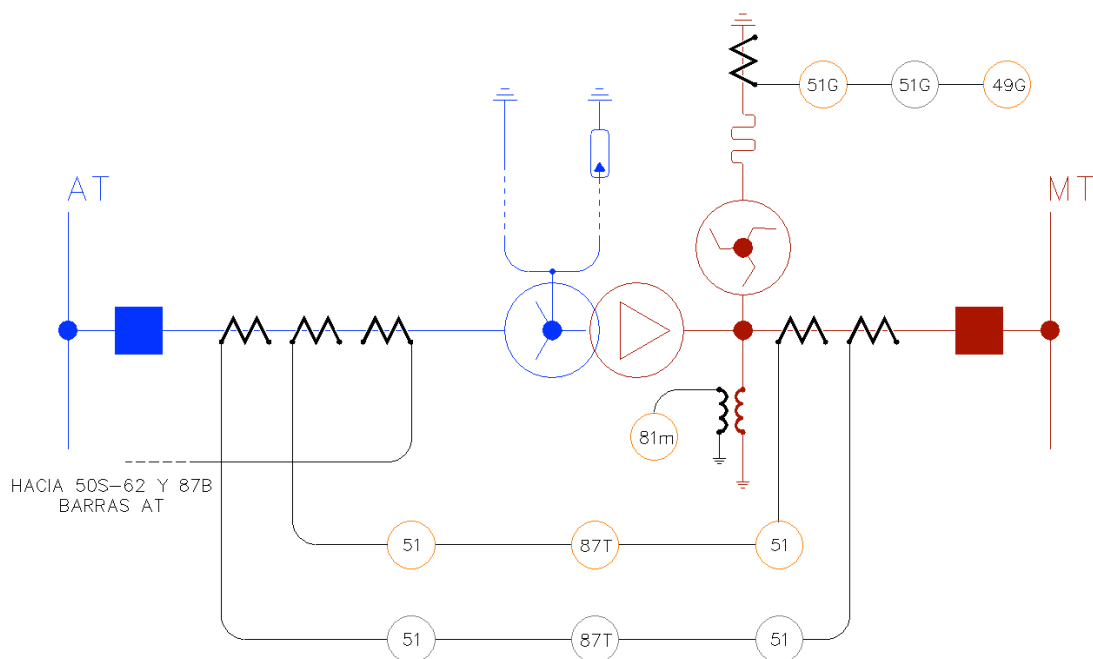


fig. 8.3.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para protección transformador AT/MT.

Detallado fig. 8.3. Las funciones con círculo anaranjado se soportan por un relé multifunción (asóciase al nº 1), y las funciones con círculo gris por el otro relé multifunción (asóciase al nº 2). Cada relé multifunción recibe tensión continua de baterías independientes. Son funciones principales para el transformador sendas 87T (diferenciales de transformador). Son funciones de sobrecarga para el transformador / apoyo para faltas en MT el resto: 51 (sobrecarga), 51G (sobrecarga puesta a tierra, neutro MT), 49G (imagen térmica impedancia puesta a tierra, neutro MT). Para faltas a tierra en red AT, en determinados transformadores, la protección de apoyo se verifica mediante función 51 AT. La función 81m (subfrecuencia) verifica el deslastre de cargas en escenario de red perturbada. Obsérvense secundarios de intensidad exclusivos para cada relé multifunción.

Al igual que en transformadores AT_1/AT_2 , para cortocircuito en la zona protegida (entre TT/I captadores), las funciones 87T ordenan desconexión, de forma instantánea, a ambos interruptores del transformador. Tiempo típico desenergización total: $80 \div 120$ ms.

Las funciones 51 (sobrecarga), operan como sobrecargas de transformador, protecciones principales ante cortocircuitos en barras MT y protecciones de apoyo ante cortocircuitos en redes MT. En algunos transformadores (neutro AT conectado rígidamente a tierra, y grupo de conexión estrella AT / triángulo MT o estrella MT, núcleo de 3 columnas), la función 51 AT (51N AT, por vigilar intensidad de neutro) presta apoyo ante faltas a tierra en red AT, pues existe aportación (moderada) desde el transformador siempre y cuando se encuentre en tensión.

Finalmente, la función 81m (subfrecuencia) desconecta total (o parcialmente) la carga del transformador en escenario de red perturbada (típicamente, déficit de generación vs. demanda en el sistema).

8.2.4 Protección de circuitos AT

Sin duda las que más operan, dada la concentración de cortocircuitos en líneas aéreas (factor superior a 200 a 1) respecto a barras y/o niveles AT transformadores. Véase fig. 8.4.

Detallado fig. 8.4. Asímanse funciones con círculo anaranjado soportadas por relé multifunción nº 1, y funciones con círculo gris por el relé multifunción nº 2. Relés multifunción alimentados por baterías de continua independientes. Son funciones principales para el circuito: función 87L (diferencial de línea / cable, comunicada entre extremos mediante fibra óptica dedicada) y sendas funciones 21 (distancia con teleprotección, comunicada entre extremos por fibra óptica 87L y enlace independiente a ésta). Son funciones de apoyo, para faltas en barras, sendas 21 (mediante zona vigilante en dirección barras). Las funciones 67N son para faltas resistivas a tierra en circuito protegido (su utilización desaparece paulatinamente merced a la sensibilidad en función 87L). Las funciones 25 verifican sincronismo para cierre interruptores. Las funciones 79 verifican reconexión automática tras determinadas desconexiones por actuación protecciones. La función 49 es sobrecarga térmica para conductores, utilizada principalmente en circuitos subterráneos. Obsérvense secundarios de intensidad y tensión exclusivos para cada relé multifunción.

En caso de cortocircuito en el circuito protegido (línea aérea, cable subterráneo, circuito mixto), las funciones 87L (una por extremo del circuito protegido) ordenan desconexión instantánea en extremos de éste, merced al enlace de fibra óptica dedicada que garantiza una

comunicación síncrona y permanente para dichas funciones entre ambos extremos. Tiempo típico desenergización total: $80 \div 120$ ms.

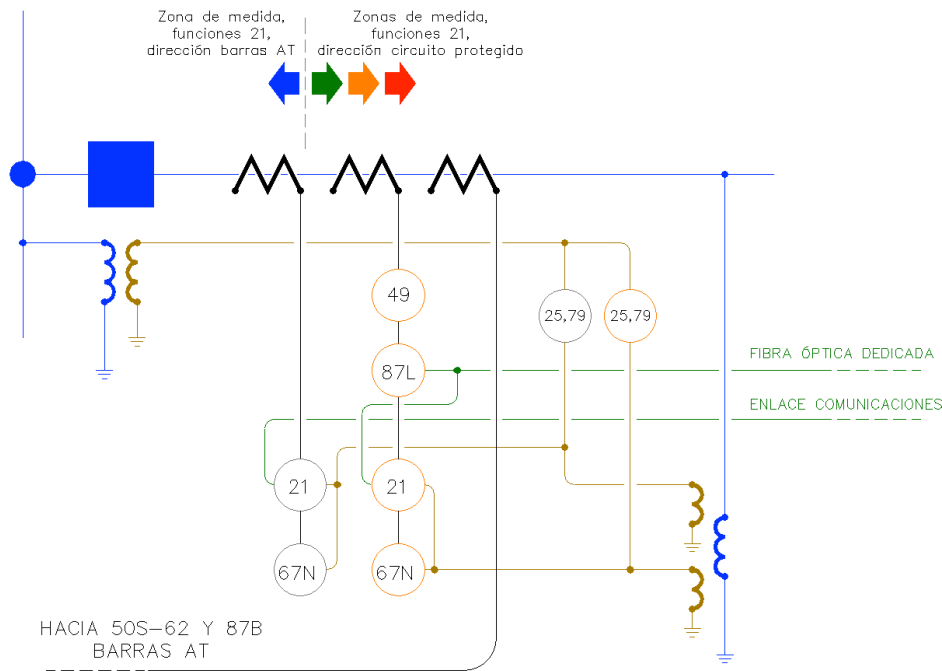


fig. 8.4.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, para circuitos AT.

Para el mismo escenario, las funciones 21 (dos por extremo del circuito protegido), acelerada cada una de ellas por un enlace de telecomunicaciones independiente (fibra óptica, y otro de menor exigencia), garantizan desconexión instantánea en ambos extremos del circuito protegido, con tiempos típicos de desenergización levemente superiores, pero semejantes a las funciones 87L.

Tal y como se enunció en (8.2.1), en caso de falta en barras locales e indisponibilidad función 87B, las funciones 21 con dirección de vigilancia hacia barras que actúen sobre el acoplamiento desconectarán éste, liberando la barra “sana” del cortocircuito. Función no instantánea (sistema de protección de reserva), con tiempo típico para desconexión efectiva interruptor acoplamiento: $250 \div 300$ ms.

Por último, (8.2.1) en caso de falta en barras remotas e indisponibilidad función 87B en éstas, las funciones 21 actuarán en apoyo remoto, desconectando el circuito protegido en $450 \div 500$ ms.

Véase en fig. 8.5 alcance, dirección y tiempos típicos de operación para zonas funciones 21. Obsérvese que la zona instantánea no cubre la totalidad del circuito protegido, al objeto de no actuar ante cortocircuitos más allá de éste, situación que tiene lugar por errores en la medida (TT/T y/o TT/I, resolución de los relés). Típicamente, su alcance queda limitado entre el 80 y el 85%.

Para conseguir desenergización de cortocircuito cuando éste se sitúa entre el 80 y el 100% del circuito protegido, se utiliza la aceleración por enlaces de telecomunicaciones y una lógica sencilla. Véase fig. 8.6. En efecto: dada la ubicación del cortocircuito, cabe esperar:

- Actuación en 1ª zona relé extremo (Y): tiempo desenergización extremo (Y): $80 \div 120$ ms.
- Actuación en 2ª zona relé extremo (X): tiempo desenergización extremo (X): $450 \div 500$ ms.

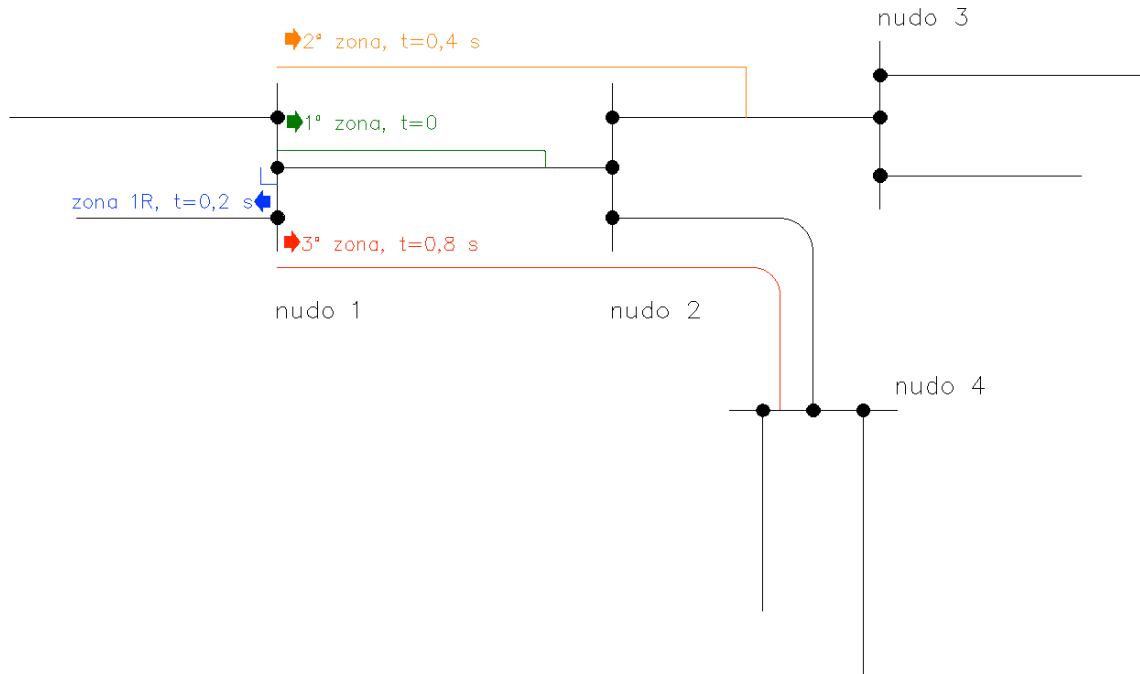


fig. 8.5 Alcance, dirección y tiempos de operación, funciones 21 circuitos AT.

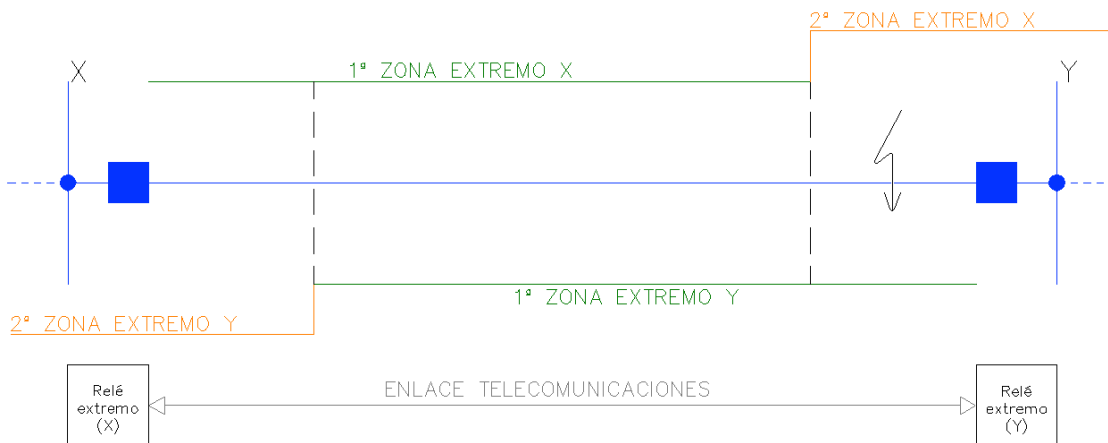


fig. 8.6.- Ejemplo utilidad enlace telecomunicaciones para función 21 en un circuito.

En tal escenario, el tiempo total de desenergización resulta el mayor: $450 \div 500$ ms. Para conseguir desenergización total simultánea en tiempo de 1ª zona, las funciones 21 transmiten señales simples al extremo opuesto cuando miden cortocircuito en 1ª zona; el extremo opuesto, caso de medir cortocircuito en 2ª zona y recibir la señal simple, anula la temporización de 2ª zona: a efectos prácticos, actúa en 1ª zona. Los enlaces de telecomunicaciones garantizan, ambos, tiempos de transmisión entre extremos prácticamente despreciables frente a los tiempos de desenergización requeridos.

8.2.5 Protección de reactancias AT

Su utilidad queda restringida en redes 400 kV (donde se suelen conectar, en contadas ocasiones, las reactancias). No obstante, el sistema de protección para transformadores AT₁/AT₂ (8.2.2) satisface plenamente los requerimientos, si cabe, con mayor simplicidad: en ausencia de cortocircuito, la intensidad entrante es idéntica a la saliente, sin giro angular ni relación de transformación.

8.2.6 Protección de BBCCEE AT

Véase fig. 8.7. Garantiza eliminación instantánea por funciones de sobreintensidad (50 - 51). La intensidad nominal en la batería de condensadores resulta muy inferior a la intensidad de cortocircuito que pueda darse en ésta. En tal situación, las funciones 50 - 51, en fases y en neutro, resultan más que suficientes.

Asimismo, equipa funciones desequilibrio (51DES) para captar y desenergizar BBCCEE en escenario de “desequilibrio entre estrellas”, síntoma típico ante avería de algún condensador entre los múltiples que constituyen la batería. Las funciones de sobretensión (59) desconectan la batería, sensible a tensiones ligeramente por encima de su nominal, tras persistir dicha situación durante 5 ÷ 10 s. Las funciones de subtensión (27) desconectan la batería en caso de “cero en barras AT”, evitando así escenarios de *batería en proceso de descarga* contra *red en proceso de reposición*.

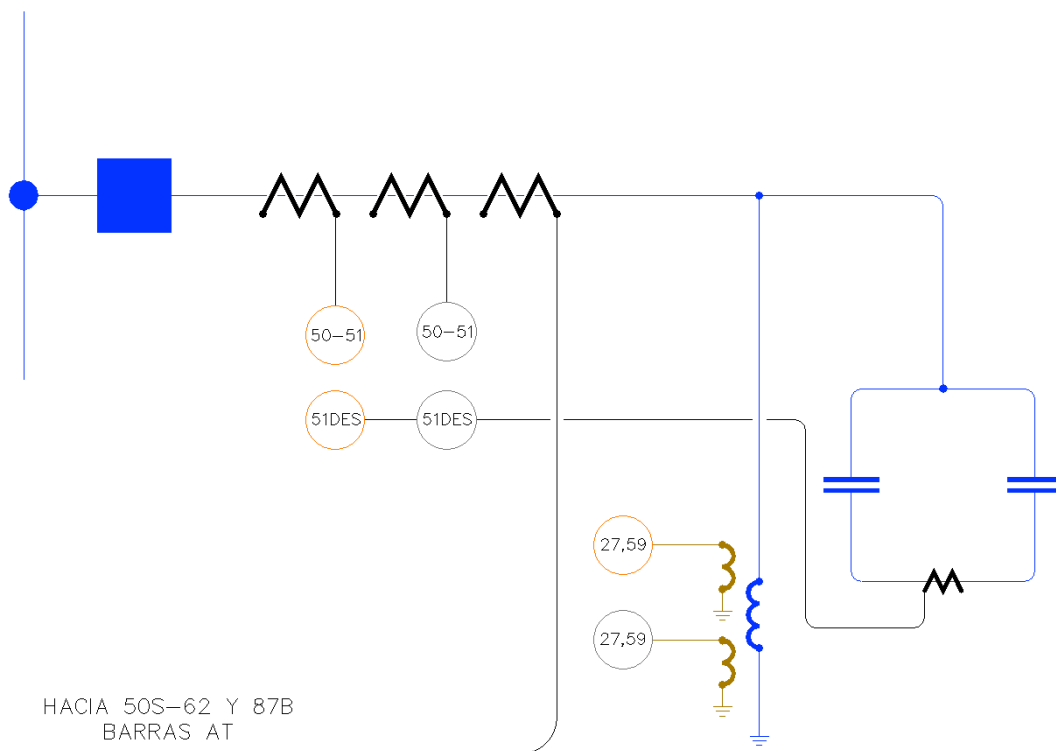


fig. 8.7.- Proyecto Tipo, ENDESA Distribución Eléctrica, BBCCEE AT.

8.2.7 Protección contra fallo interruptor

Presente en todas las posiciones AT (código ANSI 50S-62). Su funcionamiento, si bien extraordinariamente simple, resulta beneficioso en grado sumo, ante escenarios de no obediencia a la orden de desconexión (o corte de arco ineficaz) en los interruptores tras recibir ésta. Cuando una posición cualquiera de AT recibe orden de desconexión desde alguna protección, y ésta no se verifica de forma eficaz (presencia de intensidad circulante) tras un tiempo prudencial (típicamente, 200 ms), la función 50S-62 ordena desconexión a todos aquellos interruptores conectados al mismo nudo que el interruptor en fallo. Es por ello que opera conjuntamente con la función 87B: ambas precisan el estado topológico (conectividad de los seccionadores de barras) para decidir las posiciones que deben desconectar.

El tiempo total desenergización defecto en escenario de actuación 50S-62 se sitúa en $250 \div 300$ ms. Si algún transformador AT/MT conecta en idénticas barras que el interruptor en fallo, se dará interrupción a distribución MT subsidiaria de éste.

8.3 Aproximación a la probabilidad de tiempo mínimo en huecos

En 1998 los laboratorios de ingeniería Schweitzer [V], conjuntamente con Power Math Associates, publicaron una metodología útil para evaluar indisponibilidades en los sistemas de protección, circuitos AT. Si bien la arquitectura protectora analizada en dicha publicación (más sencilla) no se ajusta con exactitud al Proyecto Tipo aquí expuesto, utilizando la metodología propuesta sobre las particularidades de éste surge el “árbol de indisponibilidad” detallado en fig. 8.8.

Interpretación del esquema

- Obsérvese su estructura simétrica (se asumen dos extremos activos en circuito) respecto a los elementos comunes (enlaces de comunicaciones);
- Todos y cada uno de los elementos y/o conceptos etiquetados con texto conllevan un número asociado: precisamente, el de su indisponibilidad;
- Los “nudos verticales” representan intersección de sucesos: la indisponibilidad de salida es producto de indisponibilidades en entradas;
- Los “nudos horizontales” representan unión de sucesos: la indisponibilidad de salida es suma de indisponibilidades en entradas;
- El color anaranjado representa al relé multifunción nº 1; el color gris, al relé multifunción nº 2;
- El color verdoso representa las comunicaciones mediante fibra óptica dedicada; el color azulado, las comunicaciones mediante el 2º enlace (el menos exigente);
- Los tonos granate representan la aparamenta: TT/I y/o interruptores. Los TT/T no se representan en dicho tono por no resultar indispensables, al existir la función 87;
- Utilizando la referencia [V], las indisponibilidades respectivas aparecen en Tabla 8.1.

A título de ejemplo, se recorrerá parcialmente uno de los caminos de indisponibilidad; concretamente, el del extremo “A”.

Debe considerarse que el relé multifunción 1 (RMF1) dispone de función 87 y función 21. Así, localizando el nudo horizontal anaranjado de la izquierda, se asume indisponibilidad de RMF1 si se da alguna de las indisponibilidades siguientes:

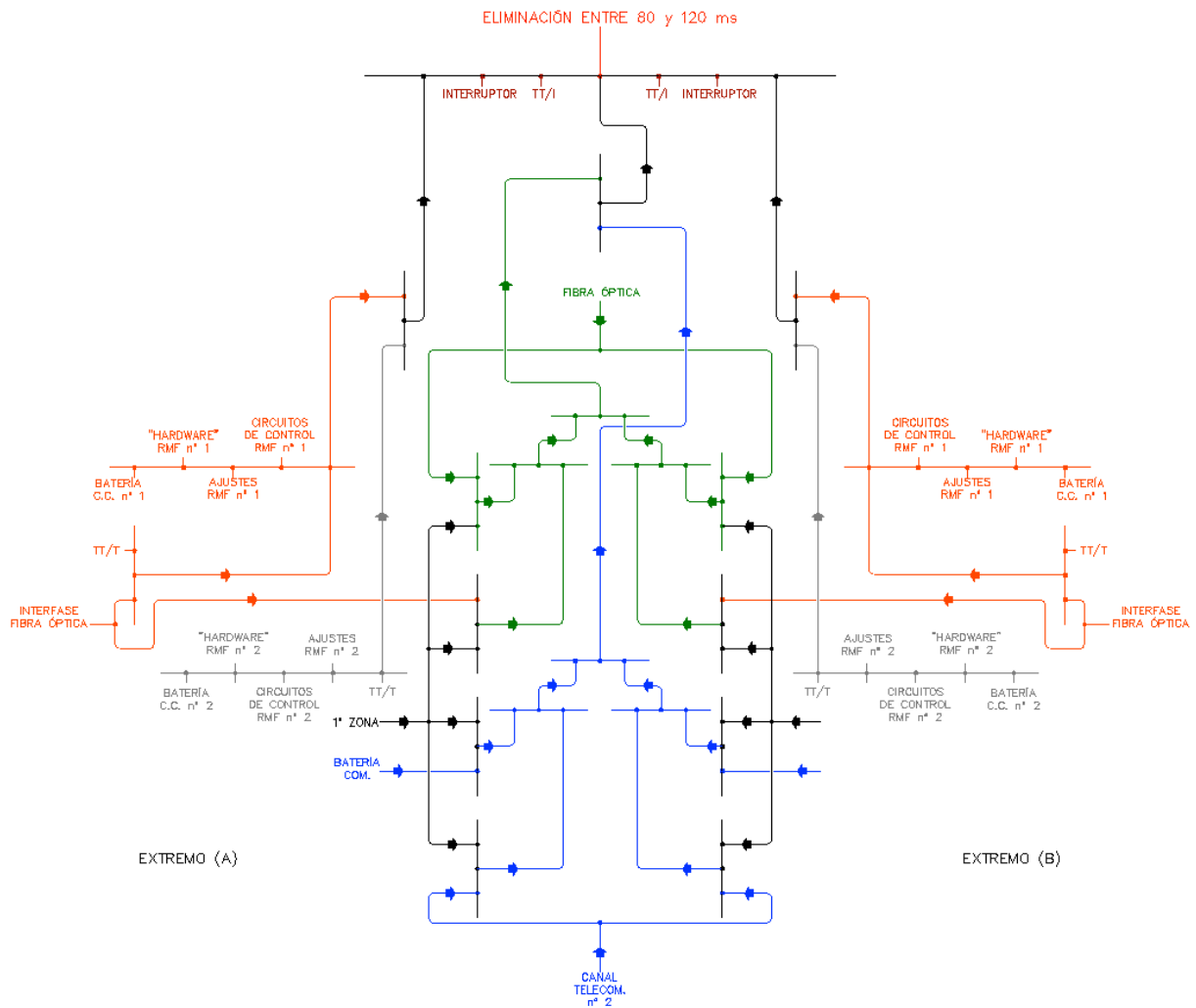


fig. 8.8.- Método del “árbol de fallos” aplicado al sistema protectorio, Proyecto Tipo detallado en (8.2).

- Batería de continua nº 1;
- “Hardware” RMF1;
- Ajustes RMF1;
- Circuitos de control, RMF1;
- TT/T y, a la vez, interfase de fibra óptica (función 21 con aceleración inoperante).

Ello no implica que el extremo “A” sea incapaz de eliminar el cortocircuito en el tiempo deseado; la existencia del relé multifunción 2 (RMF2) cubre tal eventualidad. Por su parte, dicho relé resultará indisponible (nudo horizontal gris) si se da alguna de las indisponibilidades siguientes:

- Batería de continua nº 2;
- “Hardware” RMF2;
- Ajustes RMF2;
- Circuitos de control, RMF2;
- TT/T (RMF2 verifica, exclusivamente, función 21, por que éstos resultan indispensables).

Se dará indisponibilidad total en relés de protección, extremo “A” si, de forma simultánea, resultan indisponibles RMF1 y RMF2 (primer nudo vertical negro, a la izquierda)

Puesto que los TT/I y el interruptor de la posición son comunes a (e indispensables para) RMF1 y RMF2, tanto la indisponibilidad de alguno de ellos como la de ambos relés multifunción dará lugar a la eliminación del defecto en tiempo no deseado.

Elemento	Indisponibilidad
TT/I	$3 \cdot 10^{-5}$
TT/T	$3 \cdot 10^{-5}$
INTERRUPTOR	$3 \cdot 10^{-4}$
“HARDWARE” RMF1	10^{-4}
AJUSTES RMF1	10^{-4}
“HARDWARE” RMF2	10^{-4}
AJUSTES RMF2	10^{-4}
BATERÍA DE CONTINUA (1, 2, COM)	$5 \cdot 10^{-5}$
CIRCUITOS DE CONTROL	Despreciable
ENLACE FIBRA ÓPTICA	10^{-4}
INTERFASE FIBRA ÓPTICA	10^{-5}
ENLACE TELECOMUNICACIONES 2	10^{-3}
FALTA EN 1ª ZONA	0,2

Tabla 8.1.- Indisponibilidades vs. elemento / concepto, fig. 8.8

Aplicando en fig. 8.8 los números de Tabla 8.1, la indisponibilidad para desenergizar totalmente un cortocircuito en el circuito protegido en tiempo superior al margen $80 \div 120$ ms resulta:

$$IND_{desener > 120ms} = 13,2 \cdot 10^{-5}$$

que, en la práctica, supone contemplar exclusivamente la indisponibilidad de TT/I e interruptores. En la referencia [V], la cifra más satisfactoria (menor indisponibilidad) corresponde al equipamiento:

- Dos relés con función 21 (función 87 ausente);
- Batería de continua común a ambos relés;
- Enlace de telecomunicaciones nº 1: circuito telefónico alquilado;
- Enlace de telecomunicaciones nº 2: enlace de microondas

arrojando la cifra:

$$IND_{desener > 120ms} = 87,5 \cdot 10^{-5}$$

La relación entre una y la otra se sitúa en 6,63.

Todo y que el análisis finaliza aquí, al objeto de no extender en exceso el presente capítulo, el “árbol de fallos” continuaría “hacia arriba”; con la participación de otros sistemas / funciones de protección:

- 50S-62;
- Acoplamiento;
- Funciones de apoyo;
- etc.

En cualquier caso, la práctica sistemática del Proyecto Tipo en todas las instalaciones garantiza una duración máxima de hueco de 0,5 s, incluso en escenario de fallos múltiples, con una garantía más que notable.

8.4 Bibliografía y referencias

- I G. Nicolau. “*Protecciones en Redes de Alta Tensión*”. Master Universitario en Tecnología Eléctrica, ENDESA – Universidad Pontificia Comillas. Madrid, curso 2010 – 2011.
- II ENDESA, ENHER, ERZ, FECSA, HIDROELÉCTRICA DE CATALUNYA – I, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A., IBERDROLA, RED ELÉCTRICA, SEVILLANA DE ELECTRICIDAD, UNIÓN FENOSA, VIESGO: “*Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español*”. Red Eléctrica de España, 1995. http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/prot_sistema/Criterios_Proteccion_sistema_1995.pdf
- III J. Ribot, S. López, F. Rodríguez, C. Fernández, P. Lozano, S. Marín, J.L. Martínez, G. Molina, J.M. Roca, B. Rodríguez, J. Vallina, J. Vaquero, G. Nicolau: “*Evolution in the Spanish Power System: New Protection Coordination Criteria and Critical Clearing Time Calculation Methodology*”. SC B5 Protection and Automation, B5-215. CIGRÉ, París, 2006.
- IV P. Lozano, G. Nicolau: “*Protección de acoplamiento barras AT. Estudio de alternativas de realización*”. Energía, nº 186, p. 50. Ed. Alcion. Julio – Agosto, 2005.
- V E. O. Schweitzer III, B. Fleming, T. J. Lee, P. M. Anderson: “*Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods*”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, Washington, USA, 1997 – 1998.

9 CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE ACTUACIÓN

9.1 Conclusiones

A tenor de los resultados obtenidos durante la elaboración de la presente Tesis, resultan dignas de mención las observaciones siguientes:

- El hueco de tensión es un fenómeno natural en cualquier sistema eléctrico, en tanto en cuanto la ausencia total de cortocircuitos no existe. La cantidad de cortocircuitos padecidos por un sistema eléctrico de potencia es función creciente, con respecto a:
 - Extensión del sistema;
 - Exposición a la intemperie (línea aérea / cable subterráneo);
 - Relación nivel de aislamiento (BIL) entre red de mayor tensión (400 kV, para la península ibérica) y la red analizada;
 - Agentes atmosféricos, medioambientales, de avifauna (fig. 9.1) y humanos;
 - Nivel de mantenimiento.



fig. 9.1 Triple nido de cigüeñas en apoyo circuito MT Catalunya. ENDESA Distribución Eléctrica.

- Un cortocircuito implica hueco(s) de tensión; cuanto menos, en sus “proximidades eléctricas”. Los cortocircuitos en sistemas MT suelen provocar huecos con trascendencia limitada¹ (afectaciones localizadas); las proximidades de las cargas

¹ “Analysis of HV and MV Networks Faults Effect on Short Drops”. Ricard Bosch, Joan Ramon Regué, Guillermo Nicolau. 9th International Conference Electrical Power Quality And Utilisation. Barcelona, octubre 2007.

recomiendan, si se dispone de modelos para las mismas, utilizar metodologías de cálculo basadas en transitorios. Los cortocircuitos en sistemas AT suelen provocar huecos con extensa trascendencia; en ocasiones, de índole generalizada. El tamaño de los sistemas AT aconseja utilizar metodologías fasoriales basadas en redes de secuencia.

- La topología eléctrica del sistema conforma el riesgo potencial normalizado (rpn), o predisposición para padecer hueco en distribución MT subsidiaria de instalaciones AT:
 - Red AT donde conecta la instalación (transporte o distribución mallada);
 - Número de interconexiones red AT con resto de sistema;
 - Extensión de la red;
 - Proximidad de generación significativa;
 - Trazado;
 - Tipo de circuitos (aéreos, subterráneos, mixtos): los cables subterráneos, dada su escasa longitud y reducida impedancia, propagan los huecos con mayor facilidad;
 - Longitud de los circuitos: si ésta supera 50 km, la afectación en el centro del trazado resulta muy inferior respecto a la afectación en los extremos, sobre todo en cortocircuitos monofásicos a tierra (los más abundantes).

Destacable el (rpn) en comarcas del noreste, dada la escasa presencia red 400 kV (a la espera de la segunda interconexión intercontinental).

- El sistema eléctrico catalán presenta una topología común con toda la península ibérica y con gran parte de Europa: las redes AT de distribución mallada se constituyen, en gran parte, en subsidiarias (directa o indirectamente) de la red AT de transporte, merced a las transformaciones 400/110, 220/132, 220/110 y 220/66 kV. La red AT de transporte constituye “el gran generador equivalente” para redes AT de distribución mallada. En afectaciones por huecos, se diferencian dos grupos vs. sistemas en cortocircuito:
 - Red AT de transporte (400 y 220 kV);
 - Red AT de distribución mallada (132, 110 y 66 kV).

La red de transporte (400 y 220 kV) presenta afectaciones entre relevantes y generalizadas: 51,35 ÷ 94,63%,

Las redes 132, 110 y 66 kV (distribución mallada AT) presentan afectaciones entre poco significativas y muy moderadas: 1 ÷ 14,89%;

El ordenamiento de mayor a menor grado de afectación vs. red AT resulta el esperado:

400 kV, 220 kV, 110 kV, 132 kV, 66 kV

- El cortocircuito trifásico presenta los mayores porcentajes de afectación, seguido del bifásico a tierra y del monofásico. Tal ordenamiento tiene lugar independientemente a red AT donde se produzca el cortocircuito.
- Los cortocircuitos monofásicos generan huecos monofásicos y bifásicos; los cortocircuitos bifásicos a tierra generan huecos monofásicos, bifásicos y trifásicos; los cortocircuitos trifásicos generan, exclusivamente, huecos trifásicos.
- El promedio estadístico histórico vs. tipo de cortocircuito en redes AT se sitúa entre los márgenes siguientes:
 - Monofásicos a tierra: $70 \div 80\%$;
 - Bifásicos a tierra, bifásicos puros, monofásicos simultáneos: $20 \div 30\%$;
 - Trifásicos: menos del 3%.
- La red 400 kV no presenta ningún circuito con afectación promedio del 100% (afectación a todo el suministro, independientemente al tipo de cortocircuito). Ello se debe a la longitud considerable de los circuitos, y la variación de impacto para cortocircuitos al 50% del recorrido respecto a los producidos en los extremos.
- En la red de 220 kV, 12 circuitos presentan una afectación promedio del 100%, independientemente al tipo de cortocircuito y ubicación del mismo. Todos ellos se sitúan en el Barcelonès y el Vallès Occidental, presentan escasas longitudes y un mallado considerable.
- El índice cortocircuitos / 100 km crece conforme disminuye la tensión de servicio para red AT considerada; así, los índices para Catalunya en trienio 2003 – 2005 resultan: 3,66 (400 kV); 20,30 (220 kV); 20,82 (132 kV); 26,96 (110 kV); 59,75 (66 kV). Queda bien patente el BIL (Basic Impulse Level) asociado.
- La estadística de cortocircuitos alcanza sus puntos más significativos en los meses de agosto y setiembre (tormentas estivales); como meteoro destacable, fuera de dicho intervalo, merece especial atención la niebla persistente en la comarca del Segrià.
- Los tiempos típicos de eliminación total del cortocircuito (desconexión de interruptores en todos los extremos, normalmente dos), responden a la definición temporal del hueco:
 - $60 \div 120$ ms: totalidad redes 400 y 220 kV, circuitos subterráneos en resto redes AT, 80% de cortocircuitos en líneas aéreas redes AT 132, 110 y 66 kV;
 - 60 ms (extremo “A”) – 500 ms (extremo “B”) en 20% de cortocircuitos en líneas aéreas redes AT 132, 110 y 66 kV.
- Mediante corrección ponderada según estadísticas (tipo de cortocircuito, red AT donde se produce éste, número de cortocircuitos por circuito), y la sensibilidad comarcal ante cortocircuitos el riesgo potencial normalizado (rpn) comarcal migra, de forma natural, a riesgo estadístico normalizado (ren) comarcal.

- Los transformadores AT/MT con neutro AT conectado a tierra propagan con mayor profundidad los huecos hacia redes MT. El sistema eléctrico de Catalunya admite, sin ninguna complicación, instalar cualquier transformación AT/MT con neutro AT aislado de tierra, dada la sensibilidad actual de los sistemas de protección para captar faltas a tierra en redes AT sin aportaciones extras de intensidad homopolar.

9.2 Líneas de actuación

Surgen de forma natural como consecuencia de la Tesis. Basadas en la metodología expuesta, deben configurar una predicción más acotada en lo que a huecos de tensión refiere:

- Utilización masiva y sistemática de equipos localizadores de defectos, comunicados con centros de operación y análisis: ello permitirá establecer las ubicaciones en las líneas / cables donde se produzcan los cortocircuitos, y realizar una predicción absolutamente exacta. Véase ejemplo en fig. 9.2 (SMS dirigido a centro de operación y análisis), y fig. 9.3 (SMS dirigido a terminal de telefonía móvil) correspondientes ambos a la fase de puesta en explotación proyecto ALIEN², elaborado por y ENDESA Distribución Eléctrica y General Systems Development (año 2003).

```

Fecha y hora: 24/01/2003 12:07:40
De: +34656603623
Para:
E.R.LLAVORS - L/ARTIES 2
Id: REL 100 3A, Fecha: 03-01-06
06.00;07.729,Durac: 0.096,
Dist: 13.337 ,Fault: ST

```

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.

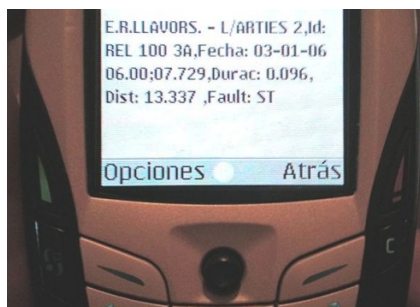


fig. 9.3 Ejemplo informe de cortocircuito anterior, mediante mensaje SMS a terminal de telefonía móvil. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica.

² G. Nicolau: "Sistema GSM para localización de defectos en redes eléctricas". Revista "Energía", n° 184, año 2005, páginas 41 – 44

- Actualmente, mediante suscripción, existen servicios Web meteorológicos capaces de facilitar fecha, hora, intensidad (kA) y coordenadas para las descargas atmosféricas, prácticamente en tiempo real. La correlación de una descarga con un cortocircuito contrastado por localizador de defectos indica vulnerabilidad (o no) del circuito eléctrico ante tales fenómenos. Véase (fig. 9.4) ejemplo³.

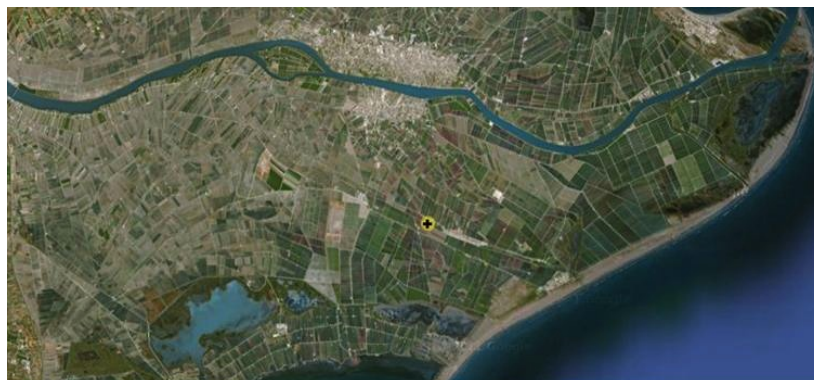


fig. 9.4 Descarga atmosférica: 12/7/2011, 20h48m58s: $l = 40^{\circ} 40' m 27,8 s N$, $L 0^{\circ} 44m 22,5 s E$.
Intensidad: 11,7 kA. Término municipal de Amposta (El Montsià).

- Localizados los puntos con mayor incidencia, emprender las acciones (siempre y cuando lo permita y admita el emplazamiento) para inmunizar los circuitos ante agentes atmosféricos / medioambientales que pudieran ocasionar cortocircuitos:
 - Mejora del apantallamiento en circuitos aéreos (por ejemplo, doblar el cable de guarda, véase fig. 9.5);

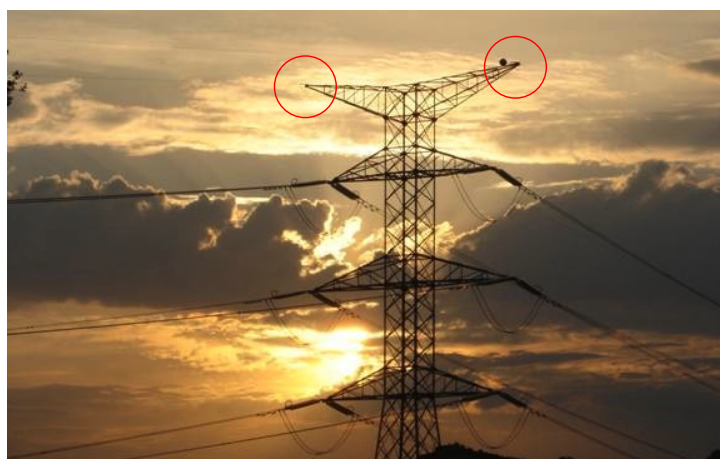


fig. 9.5 Doble circuito aéreo, 400 kV, propiedad Red Eléctrica de España. Obsérvese (círculos rojos) el doble cable de guarda. Trazado en zona elevada del Pirineo (Pallars Jussà).

³ www.tiempodiario.com/rayos/2011/7/12. Contrastado con www.fulgura.es (Institut Politècnic del Campus de Terrassa, UPC)

- Puesta a tierra capacitiva en los apoyos (fig. 9.6), garantizando drenaje de descargas atmosféricas⁴ y evitando cortocircuitos por “cebados inversos”;

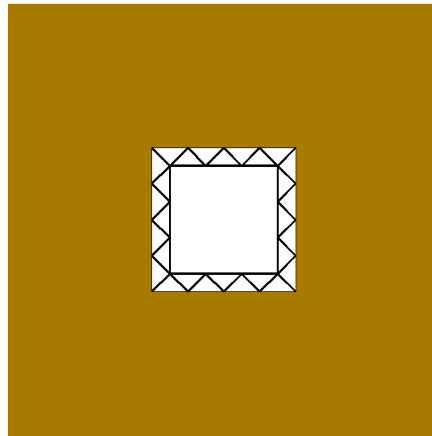


fig. 9.6 Esquema aéreo, perpendicular a planta del apoyo (en el centro), donde aparece una superficie alrededor del mismo como electrodo capacitivo de puesta a tierra. Para una planta del apoyo de longitud (l), el lado de la superficie metálica se recomienda de longitud ($3l$), enterrado no más profundo que 40 cm. Deben conectarse al electrodo los bajantes de puesta a tierra del apoyo (en las esquinas).

- Garantizar la inmunidad máxima en subestaciones eléctricas⁵ ante descargas atmosféricas (fig. 9.7, fig. 9.8): los cortocircuitos presentan más extensión y afectación en lo que a huecos refiere cuanto más próximos se sitúan respecto a los nudos eléctricos, debido a la menor impedancia equivalente;

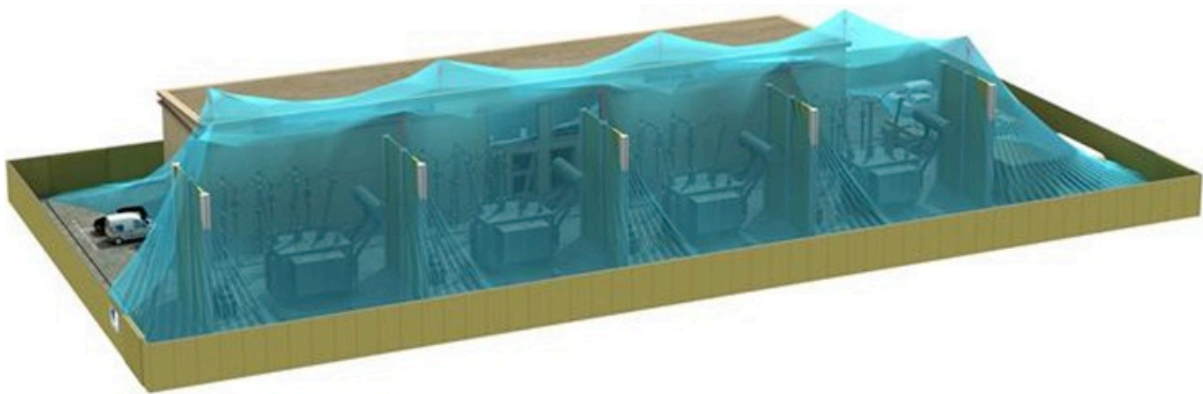


fig. 9.7 Simulación tridimensional para apantallamiento completo subestación eléctrica tipo mixta – blindada; descarga atmosférica: 5 kA. ENDESA Distribución Eléctrica.

⁴ Estudio realizado por R. Bosch y R. Capella (UPC) para ENDESA Distribución Eléctrica (2005). Puesta a tierra eficiente apoyos de circuitos próximos a la Central Térmica de Cercs (El Bergadà).

⁵ Estudio de ENDESA Distribución Eléctrica y Sinergis (2005) para Apantallamiento Subestaciones.

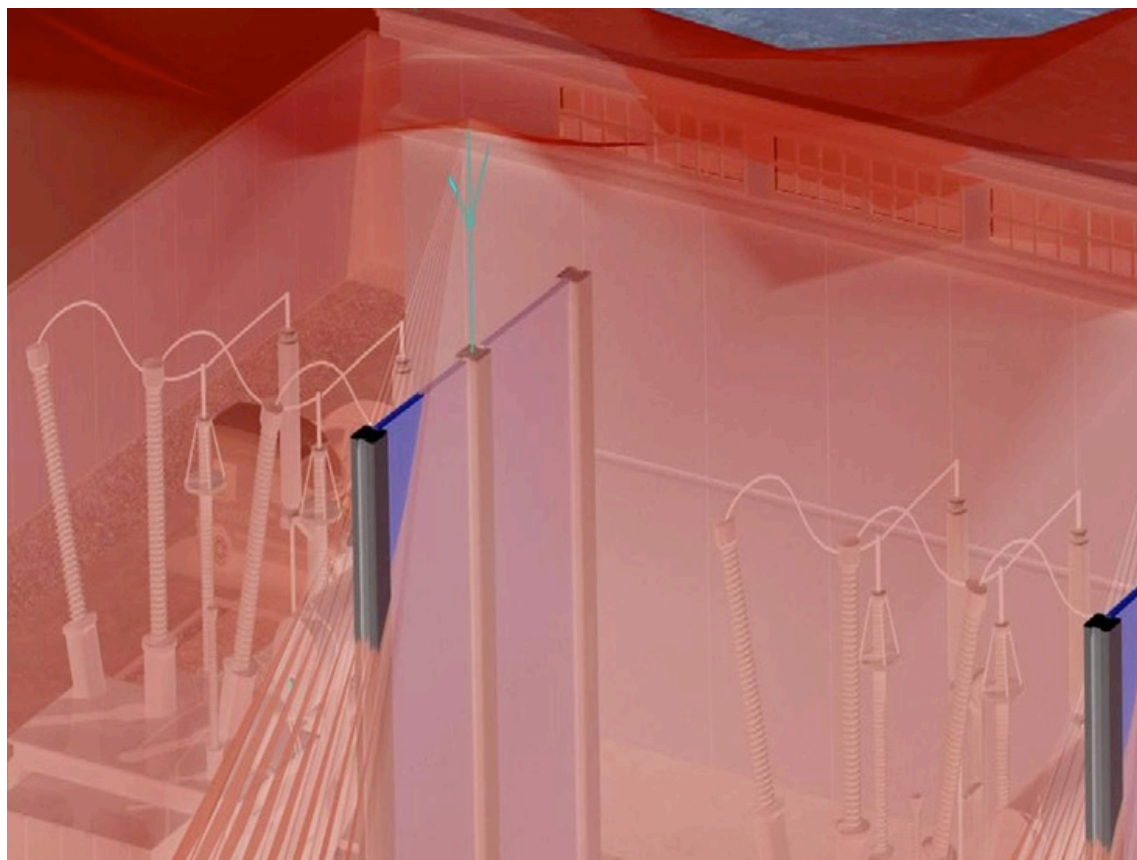


fig. 9.8 Simulación tridimensional para apantallamiento: proximidad transformadores (220/MT, 60 MVA), subestación eléctrica tipo mixta – blindada; descarga atmosférica: 5 kA. ENDESA Distribución Eléctrica.

- Aumento del BIL en trazas conflictivas, mediante instalación de apoyos y material más inmune a las descargas, e instalación de descargadores autovalvulares en los extremos modificados de dichas trazas (fig. 9.9);

El equipamiento basado en tendido aéreo de cable de guarda y pararrayos autovalvulares en los terminales resulta muy eficiente, siempre y cuando la puesta a tierra de la instalación presente una resistencia baja.

- Utilización prudente de aisladores poliméricos (fig. 9.10). Si bien los resultados hasta la fecha han resultado satisfactorios en todos los niveles de tensión (AT, MT), existe incertidumbre en el proceso de envejecimiento que puedan presentar.
- Aprovechar sinérgicamente la instalación incipiente de equipos registradores en MT (fig. 9.11), comunicados con centros de operación y análisis, al objeto de cotejar el hueco de tensión predicho con el padecido, y corregir posibles anomalías / errores de cuantificación numérica en los modelos de red.

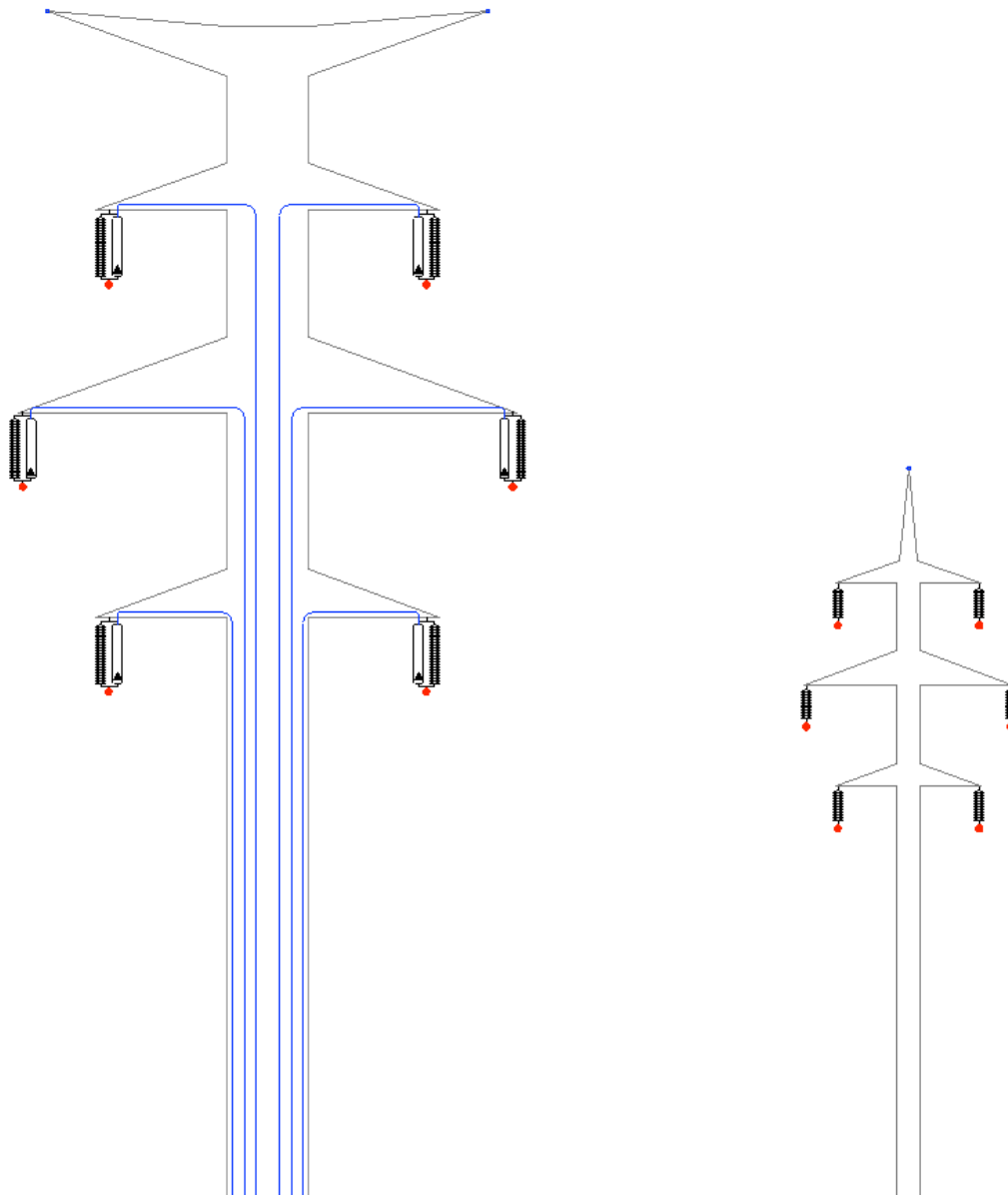


fig. 9.9 Aumento del BIL por tamaño de apoyo, nivel de aislamiento y doble cable de guarda. Apoyo de la derecha: hilo de guarda único, nivel de aislamiento y BIL propios de la tensión declarada. Apoyo de la izquierda: hilo de guarda doble, pararrayos autovalvulares (en paralelo con aisladores), BIL y aisladores de nivel superior a la tensión declarada.

- Modelizar cargas MT, al objeto de equiparlas con sistemas eficientes que mitiguen los efectos de huecos en las mismas.
- Contemplar como garantía para minimizar los tiempos de duración en cortocircuitos ingenierías basadas según se expuso en (8.2) (fig. 9.12).
- No renunciar, de manera alguna, a la línea de investigación en superconductores aplicados a interruptores de potencia: si bien su desarrollo actual resulta voluminoso y

costoso, eliminan el cortocircuito en un semi – período (10 ms) por aumento súbito de impedancia.

- Establecer metodologías para planificación de red, encaminadas a suministrar energía eléctrica vs. sensibilidad de cargas a fenómenos de hueco: desacoplamiento de barras AT, re - análisis de impacto huecos en barras MT una vez independizadas, conectividad a barras MT vs. riesgo estadístico.



fig. 9.10 Apoyo circuito MT, Catalunya, completamente equipado con aisladores poliméricos. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica.

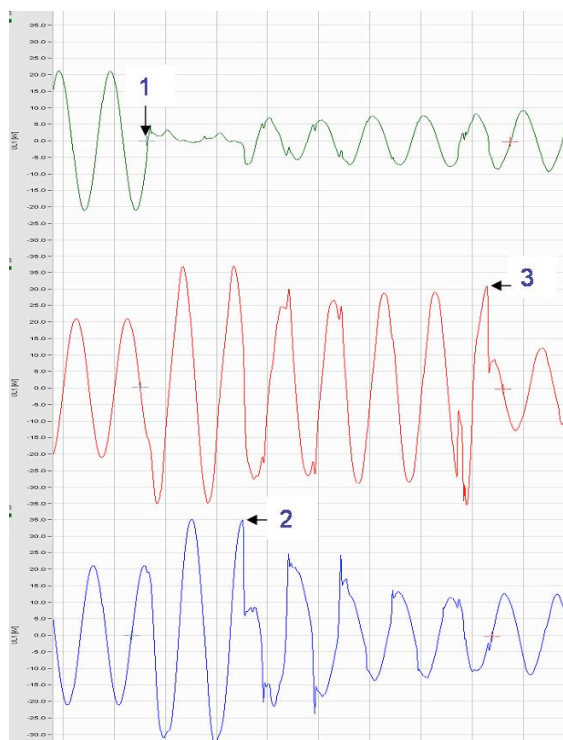


fig. 9.11 Cortocircuito evolutivo en red MT, captado en barras 25 kV por equipo registrador, en instalación urbana Barcelona. Obsérvese sobretensión en fases “sanas” respecto al valor nominal hasta instante (3). Instante (1): cortocircuito monofásico a tierra; instante (2): doble cortocircuito monofásico a tierra; instante (3): cortocircuito trifásico. Puesta a tierra del sistema: puramente inductiva. Cortesía de ENDESA Distribución Eléctrica.



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.