



**SUBGERENCIA REDES AT**  
**Área Mantenimiento de Redes Alta Tensión**

**PROTECCIONES ELECTRICAS**

## **Sistemas Eléctricos de Distribución**

### **1.1. Generalidades de las Protecciones Eléctricas.**

Es importante conocer en profundidad la gran importancia que poseen las protecciones eléctricas para mantener la continuidad de servicio de los Sistemas de Energía Eléctrica requerida para su funcionamiento. El presente capítulo se abocará a detallar aspectos generales acerca de las protecciones eléctricas, lo que tiende a dar una idea más clara acerca de su objetivo.

El desarrollo de las protecciones eléctricas es una consecuencia directa del desarrollo de la electrotecnia. Así, su diseño y aplicación se ha debido a la necesidad de proteger los equipos e instalaciones, cada vez más sofisticados y caros, que se han ido desarrollando.

El primer dispositivo que se empleó para aislar un circuito en forma rápida fue el fusible. Los fusibles son dispositivos muy efectivos y aún se usan ampliamente en la industria, en sistemas de distribución de media y baja tensión. Tienen la desventaja de que deben ser reemplazados para restablecer el servicio.

Este inconveniente fue superado con la creación del interruptor automático, el cual posee un dispositivo para la apertura por sobrecarga o por bajo voltaje. Esta técnica evolucionó rápidamente, siendo necesario desentenderse de la función selectiva impuesta por éstos, separándola y encomendando esta misión a los relés de protección, los que comandan sus desconexiones automáticamente.

En realidad, los relés de sobrecarga y bajo voltaje se inventaron junto con descubrirse los fenómenos electromagnéticos. Pero su diseño para uso específico y construcción se desarrolló como una necesidad para proveer protección. A medida que los sistemas eléctricos aumentaron de tamaño y complejidad, fue necesario emplear relés con mecanismos cada vez más precisos para obtener así mayor coordinación en la operación de las protecciones. Así, con el desarrollo del relé de inducción fue posible aplicar protección en gran escala a todas las aplicaciones eléctricas.

Al agregar la operación de las protecciones con tiempo inverso a la de operación con tiempo definido, mediante los relés de disco de inducción, los sistemas de potencia pudieron avanzar considerablemente en su capacidad. Los relés de disco de inducción tienen una amplia aplicación hoy en día, variando exclusivamente en aspectos o desarrollos tecnológicos, con relación a los que se aplicaron inicialmente.

Con la necesidad de obtener sensibilidad y mayor coordinación, se llegó al uso de los relés diferenciales de alta velocidad en los principales sistemas de transmisión, quedando el relé de tiempo inverso aplicado en los sistemas de distribución y para protecciones de respaldo en la parte principal del sistema.

En la actualidad se emplean mayoritariamente los relés basados en dispositivos de estado sólido. Sin embargo con el mayor desarrollo tecnológico que existe hoy, se está comenzando a masificar el empleo de las denominadas protecciones digitales, las que mencionaremos en este trabajo.

Como se puede observar, se está viviendo una etapa importante en el desarrollo de las protecciones y esto continuará mientras exista desarrollo tecnológico. Nunca se estará conforme respecto a la calidad de una protección, si se sabe que es posible disponer de mejores elementos que den mayor seguridad de operación. Esto requerirá que el personal encargado de supervisar el funcionamiento de estos elementos sea cada vez más especializado.

### **1.2. Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución.**

Un Sistema Eléctrico de Distribución debe reunir algunas de las siguientes condiciones o recursos para que opere en forma normal, las cuales son:

- Suficiente equipo instalado: es decir, que disponga de una potencia instalada que le permita absorber los posibles aumentos de la demanda. Debe existir una adecuada planificación.
- Calidad de servicio: El sistema debe ser capaz de mantener, con el mínimo de interrupciones, un nivel y rango adecuado de voltaje y frecuencia. Las bandas de tolerancia mundialmente aceptadas son de 5 % para el voltaje a nivel de transmisión y de 2 % para la frecuencia. Es decir debe existir un debido control y automatización. En el caso de Chilectra se rige por la normativa vigente que indica para los sistemas de Media Tensión un 6% para el voltaje y un 2% para la frecuencia.
- Racional despacho de carga: El sistema debe reunir los recursos humanos y materiales para controlar en forma económica la carga en los diferentes alimentadores.

El sistema podría funcionar en forma anormal o no económica, al no cumplir las exigencias anteriores, como también cuando suceden fenómenos ajenos a la operación normal del sistema, los cuales son generalmente imprevistos, tales como:

- Fallas en sus componentes.
- Errores de operación del comando manual o automático.
- Imprevistos: Tormentas, sismos, incendios, caída de postes por choque de vehículos, atentados de terceros.

Por su parte, estas operaciones anormales, traen como consecuencia graves efectos en el sistema de distribución, algunos de los cuales son:

- Daños en los equipos, si la intensidad y duración del fenómeno son altas.
- Pérdida de la estabilidad eléctrica del sistema.
- Mala calidad del servicio eléctrico.

Como solución a las operaciones anormales de un sistema eléctrico de distribución, se podría pensar en incorporar características tales en sus componentes e instalaciones asociadas, que eliminaran completamente las condiciones anormales, o bien, la probabilidad de su ocurrencia.

Esta solución, por principio, es imposible de practicar y aproximarse a ello resultaría en extremo costoso e injustificado, pues sus costos incidirían directamente en las tarifas. En cambio, la solución implementada es tratar de disminuir al mínimo el efecto causado por estas condiciones anormales de operación, lo cual constituye en forma permanente el análisis de alternativas de solución para cada caso particular que se presente.

Justamente son las protecciones las que proveen gran parte de las soluciones que se emplean, ya que por principio tratan de aminorar los efectos de las condiciones anormales de funcionamiento de un sistema, desenergizando el componente comprometido, con el fin de mantener la calidad del resto del sistema, al aislar sólo los elementos defectuosos o dañados

### 1.3. Características que debe cumplir un sistema de protección.

El conjunto de protecciones que cubren un sistema eléctrico, debe cumplir una serie de características, para que en conjunto cada esquema de protección trabaje asociado al resto. Esto con el fin de aislar las fallas y las perturbaciones, cuando éstas últimas por su duración resultan perjudiciales para los equipos o el suministro. Estas características son:

- a) **Selectividad.** Es la característica que permite a la protección discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo o zona fallada, manteniendo en servicio aquél equipo o zona que no es imprescindible desconectar. El cumplimiento de esta característica tiene

relación directa con la configuración de los equipos que componen el sistema eléctrico.

- b) **Rapidez.** Lo que se desea es que el sistema de protección aisle el equipo fallado, en el menor tiempo posible. Por lo tanto es así como se deben proyectar en la parte de los sistemas destinados a la generación y transmisión de grandes potencias.

En cambio, en los componentes destinados a los sistemas de distribución, se emplea la temporización de las protecciones con el objeto de obtener selectividad; siempre que ello sea compatible con los límites de resistencia de los equipos y componentes para la falla considerada. El empleo de la temporización para obtener selectividad está íntimamente ligado a otra característica que siempre debe tenerse presente, la cual es la economía.

La alta velocidad de operación y aislamiento de la falla permite:

- Disminuir el daño de los equipos.
- Mejorar la estabilidad eléctrica del sistema.
- Disminuir las perturbaciones en el resto del sistema.
- Aumentar la efectividad de las reconexiones automáticas.
- Evitar que una falla simple, se propague al resto de las fases.

- c) **Sensibilidad.** Es la característica de las protecciones para operar con la mínima desviación respecto a la magnitud teórica del ajuste. Se define como la razón entre el valor de operación y el valor teórico del ajuste, es decir, como un error de medida. La desviación máxima aceptada puede ser del orden del 5 % al 10 %, según el caso. Esta definición incluye la desviación entre el valor de ajuste practicado al intervenir la protección y el teórico o de especificación.

La razón mencionada debe verificarse frecuentemente, cada 2, 4 u 8 años, según sea la calidad e importancia de la protección; esto viene a constituir parte de la mantención preventiva de los equipos. Al respecto cabe mencionar que hay fabricantes que recomiendan verificar los ajustes cada 6 meses, así como hay otros que recomiendan hacerlo cada 15 años.

- d) **Seguridad o Confiabilidad.** Se acostumbra a expresarla en inglés, "Reliability". Es la cualidad que permite garantizar la operación de los relés o de los interruptores que comandan el esquema, cada vez que se produce una falla para la cual se tiene destinado a proteger. La simplicidad y robustez del equipo de protección contribuyen a la seguridad.

El no despeje de una falla puede llegar a producir daños cuantiosos, por lo cual es conveniente verificar periódicamente si los relés se encuentran bien conectados a los transformadores de medida, verificando la correcta conexión entre ellos, mediante los circuitos de control. Estas verificaciones se denominan análisis de las protecciones y pruebas de los circuitos de control respectivamente; se realizan generalmente en forma más frecuente que la de los relés.

Lo anteriormente expresado pasa a ser parte de la conservación o mantención preventiva de las protecciones. Esta mayor atención a los circuitos que a los relés se debe a resultados estadísticos de las fallas en estas partes de los sistemas de protección. A pesar de lo anterior, con el fin de precaverse contra posibles fallas en los sistemas de protección, en todo sistema eléctrico importante, se considera una segunda línea de protección, llamada de respaldo o Back-up, que lo cubre en forma completa.

- e) **Simplicidad:** Todo sistema de protección debe cumplir sus objetivos mediante la solución más simple, tanto en las características de sus dispositivos como en sus circuitos de control. Es decir, al barajar alternativas de solución para el diseño y proyección debe tenerse presente decidir por aquella que haga participar el mínimo de elementos en un esquema sencillo. Esto contribuye a la seguridad y a bajar el burden o consumo que cargan los transformadores de medida y a la alimentación del resto de los circuitos de control.

- f) **Economía:** Para los sistemas de generación y transmisión de grandes potencias el costo de los equipos asociados de control, de protecciones o de medida, incide en sólo 2 % a 4 % del costo total. En consecuencia no debe constituir una preocupación importante desde este punto de vista.

En cambio, en los sistemas de distribución el costo incide en forma apreciable y se debe considerar en las alternativas de solución.

#### 1.4. Condiciones que debe cumplir un sistema de protección

Los sistemas de protección, al estar íntimamente ligados a los circuitos destinados a ser comandados voluntariamente por los operadores de los equipos de poder, deben cumplir las siguientes condiciones:

- a) **Independencia de la operación del sistema eléctrico.** Los sistemas de protección deben ser, en lo posible, totalmente independientes de la configuración ocasional del sistema de poder, la cual es motivada por la operación de éste. Por ejemplo, al desconectar parte de los equipos, las protecciones del resto deben continuar operando normalmente, sin que sea necesario modificar sus ajustes o sus circuitos.
- b) **Discriminar entre carga, sobrecarga y cortocircuito.** En general los equipos que componen los sistemas de protección son diseñados para soportar en forma permanente una sobrecarga de 20 %. Evidentemente, esto se refiere sólo a los transformadores de corriente y a los circuitos amperométricos de las protecciones. Esto al menos es la tendencia en los equipos diseñados con la norma americana.

En cuanto a los equipos europeos, consulta en sus esquemas la posibilidad de trabajar en ciertos equipos en regímenes altos de sobrecarga. Se obtiene así un mejor aprovechamiento de éstos en condiciones de emergencia; se debe exigir, claro está, que estas condiciones sean debidamente contempladas en el diseño y proyecto de los sistemas de protección. Ambas tendencias deben distinguir entre carga, sobrecarga y cortocircuito, ya que éstas últimas pueden ser inferiores a la nominal, en algunos casos especiales.

- c) **Discriminar entre falla y perturbación.** Una perturbación es una anomalía que permite continuar con la operación del sistema, si no se prolonga por un tiempo demasiado largo que llegue a perjudicar los equipos. Las fallas no permiten continuar con la operación del sistema, si no se despeja a la brevedad posible.
- d) **No debe ser afectada por anomalías en circuito de control.** En primer término, la fuente de alimentación de los circuitos de control debe cumplir con la máxima confiabilidad o seguridad de servicio. Los circuitos de control deben ser simples y eficaces, a prueba de daños ocasionados por agentes extraños y atmosféricos, ya que gran parte de ellos interconectan elementos y dispositivos que se encuentran físicamente separados.

Debe evitarse emplear elementos que puedan ordenar apertura de interruptores u operaciones básicas para la mantención del servicio al quedar desenergizados. Aún teniendo presente lo anterior, deben agregarse sistemas de señalización visual o auditiva para indicar que el sistema se encuentra fuera de operación. También se debe cuidar que los elementos de medida de las protecciones produzcan una apertura indeseable de interruptores al faltarles parte de su alimentación normal.

#### 1.5. Componentes de un sistema de protección.

Un sistema de protección se puede definir, para aquellos más complejos, como un conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados, que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger un equipo o un conjunto de equipos componentes de un sistema eléctrico.

Por su función, los sistemas de protección juegan un papel importante en el funcionamiento de un

Sistema Eléctrico de Potencia, ya que de ellos depende la seguridad de todo el conjunto y la continuidad del servicio eléctrico.

Una protección puede ser tan simple como un fusible y tan compleja como un esquema que hace uso de ondas portadoras para transmitir la información desde una subestación a otra. Así, los principales componentes de un sistema de protección son:

- a) **Transformadores de Medida.** Pueden ser de potencial o de corriente. Son los dispositivos que permiten obtener la información sobre las condiciones de operación de un sistema, en forma de magnitudes de voltaje y de corriente. Además los transformadores de medida cumplen varias otras funciones. Entre estos dispositivos deben considerarse los "dispositivos de potencial tipo condensador" y otros que cumplen funciones similares.
- b) **Relés.** Son los dispositivos que reciben la información y pueden discriminar entre las condiciones normales y anormales. Su principio de funcionamiento puede ser eléctrico, electrónico, transistorizados, transductorizados, etc. Estos, al detectar alguna condición anormal, entran en acción (operan) cerrando o abriendo contactos que habilitan los circuitos de apertura (desenganche) de los interruptores de poder.
- c) **Interruptores de Poder.** Son los aparatos que al ser comandados por los relés; o bien, voluntariamente por los operadores, cumplen con la función de aislar los equipos afectados por la anomalía, desconectándolos.

Conviene tener presente la diferencia entre interruptores y desconectores. Los primeros son capaces de interrumpir los circuitos en condiciones normales y anormales de operación de un sistema o circuito eléctrico. En cambio, los segundos no tienen esta cualidad y tienen por objeto aislar, desde el punto de vista eléctrico, dos puntos de un circuito.

- d) **Circuitos de Control.** Son los dispositivos y elementos que desconectan los tres componentes anteriores. Entre estos se encuentran alambres, comunicadores de información por onda portadora y dispositivos auxiliares. Entre éstos últimos se encuentran switches, relés auxiliares, lámparas indicadoras, alarmas, etc. Los circuitos de control no sólo se usan como parte de las protecciones, sino que también como parte de los sistemas de medida. Además, participan en la operación a voluntad, por los operadores, en forma remota o mediante telecomando.

## 1.6. Clasificación de los relés.

Un relé es un dispositivo que causa un cambio brusco en uno o más circuitos de control, cuando la o las cantidades de medida a las que responde, llegan o pasan de un valor prefijado. Ahora bien, la clasificación de los relés se puede realizar de acuerdo a la función que desempeñan y de acuerdo a la velocidad de operación.

- a) **Clasificación de acuerdo a la función que desempeñan.** Al definir anteriormente los relés se da por entendido que deben interpretarse como relés de protección, definición que se seguirá utilizando, a menos que se diga otra cosa. Como su acepción es ampliamente usada en varios dispositivos que cumplen funciones diversas, es conveniente realizar la clasificación siguiente:
  - a.1) **Relés de Protección.** Son aquellos que detectan anomalías e inician o permiten la desconexión de uno o varios equipos.
  - a.2) **Relés de Regulación.** Son aquellos que operan a causa de una desviación que ha sobrepasado ciertos límites prefijados (ha pasado la banda de insensibilidad) y que dan órdenes (comandan) a través de equipos adicionales para restablecer la magnitud medida a sus límites normales. Como ejemplo se pueden mencionar los reguladores automáticos de voltaje, sincronizadores, etc.
  - a.3) **Relés de Verificación.** Son aquellos cuya función es verificar una condición con respecto a cierto límite preestablecido y dar órdenes tendientes a desenergizar el equipo; ejemplos de ello son los relés de sobre y bajo voltaje, límites de carrera de componentes accionados por

motores. Se usan principalmente en el control industrial y también, complementando las funciones de las protecciones como parte de los dispositivos de control.

- a.4) Relés Auxiliares.** Son aquellos que operan en respuesta a la energización de un circuito y asisten a otros relés o dispositivos en alguna función. Por ejemplo, relé multiplicador de contactos, etc.

La clasificación realizada es de carácter general. A menudo resulta difícil determinar a que grupo pertenece cierto relé que se encuentra aplicado a un sistema de protección. Sin embargo, lo anterior ha permitido señalar las diversas funciones principales que puede efectuar cada categoría.

- b) Clasificación de acuerdo a la velocidad de operación.** En cuanto a la velocidad de operación, es decir, al lapso que transcurre entre el instante que se hace presente la causa de su operación (anormalidad) y el cambio de posición de sus contactos, se pueden clasificar en:
- b.1) De Alta Velocidad.** Son aquellos que operan en un tiempo inferior a  $1/20$  de segundo, vale decir en 2.5 ciclos.
  - b.2) De Baja Velocidad.** Son los que operan en un tiempo superior a  $1/20$  de segundo.
  - b.3) Instantáneos.** Son aquellos que operan aproximadamente entre 1 a 2 ciclos ( $1/50$  a  $1/25$  de segundo).
  - b.4) Temporizados.** Los que operan, en general, en tiempos superiores a 25 ciclos ( $1/2$  segundo). Entre éstos se distinguen los de tiempo definido y los que responden de acuerdo a una curva de tiempo respecto a la magnitud de medida.

La variedad de características de tiempo de operación de los relés es enorme, pues esta variable es muy usada en protecciones y en circuitos especiales asociados con ellas. Por ejemplo, se pueden utilizar relés temporizados en la energización e instantáneos en la desenergización o viceversa, etc.

## 2.1. Características de los Sistemas Eléctricos de Distribución

En un país, el Transporte y la Distribución Pública aseguran el tránsito de la energía eléctrica entre los puntos de producción y los de consumo. Los puntos de producción son las centrales que generan la energía eléctrica a partir de distintas energías primarias (nuclear, hidráulica, carbón). Los puntos de consumo en MT (Media Tensión) son centros u obras a partir de los cuales la energía se suministra a los clientes (abonados), esto mediante la Distribución de MT. Esta última es el objeto de este capítulo.

Nota: (Norma NSEG 8.E.n.75):

- El término BT (Baja Tensión) designa cualquier tensión comprendida hasta 1 kV.
- El término MT (Media Tensión) designa cualquier tensión entre 1 y 60 kV.
- El término AT (Alta Tensión) designa cualquier tensión sobre los 60 kV.

No basta con producir corriente eléctrica en las centrales, hace falta llevarla hasta el usuario final. Así es como para alcanzar la adecuación entre la producción y el consumo, que se traduce al final por el rendimiento económico, la estructura eléctrica de un país suele dividirse en varios niveles que corresponden a distintas redes eléctricas. Hay que subrayar que no existe ninguna estructura única en el mundo y que la repartición en varias redes con sus niveles de tensión asociados puede ser distinta según los países. Pero, en general, el número de niveles de tensión se limita a tres (Baja Tensión, Media Tensión y Alta Tensión). Sin embargo, con el fin de entender mejor el interés de esta clasificación, los puntos siguientes presentan cada red con:

- Su finalidad,
- Su nivel de tensión,
- Su estructura.

### 2.2.1. Red de Transporte e Interconexión.

La dispersión geográfica entre los lugares de producción y los centros de consumo, la irregularidad de este consumo y la posibilidad de almacenar la energía eléctrica, requieren una red eléctrica capaz de transportarla a grandes distancias y de dirigirla. Sus líneas alcanzan millares de kilómetros, por ejemplo 20.000 km para la red de 400 kV en Francia.

La finalidad de esta red es triple:

- Una función de transporte, cuyo propósito es llevar la electricidad de las centrales de producción a las grandes zonas de consumo.
- Una función de interconexión nacional que gestiona la repartición de la oferta, orientando la producción en función de la repartición geográfica y temporal de la demanda.
- Una función de interconexión internacional para gestionar los flujos de energía entre los países en función de intercambios programados o a título de ayuda.

En general, sólo algunos abonados con fuerte consumo están conectados a estas redes. La estructura de estas redes es esencialmente de tipo aéreo. Las tensiones suelen estar incluidas entre 110 y 400 kV., a veces 800 kV. (ejemplo: 765 kV. en Sudáfrica). La utilización de estas elevadas tensiones está ligada a un objetivo económico. En efecto, para una potencia dada, las pérdidas en las líneas por efecto Joule son inversamente proporcionales al cuadrado de la tensión.

Además, las potencias transportadas son tales que la utilización de una tensión baja conllevaría a secciones de conductores totalmente inadmisibles. El uso de tensiones elevadas es por lo tanto una imposición, a pesar de las exigencias de aislamiento que se traducen por costos de material más

importantes, la solución más fácil consiste en utilizar líneas aéreas.

En todos los casos, la elección de una tensión de transporte es, ante todo, un compromiso técnico económico, función de las potencias a transportar y las distancias a recorrer.

El aspecto de seguridad es fundamental en estas redes. En efecto, cualquier fallo en este nivel conlleva importantes defectos en la alimentación para el conjunto de los puntos de consumo. Así es como en 1965, 30 millones de personas se quedaron sin electricidad durante 12 horas en los Estados Unidos. Por lo tanto, las protecciones de estas redes deben ser muy eficaces. En cuanto a su explotación, es asegurada, a nivel nacional, por un centro de control o despacho, a partir del cual se vigila y gestiona permanentemente la energía eléctrica.

### **2.2.2. Red de Transmisión.**

La estructura de estas redes es generalmente aérea (a veces subterránea en las proximidades de las ciudades). En este sector, las políticas de respeto al entorno y al medio ambiente (zonas protegidas) se oponen frecuentemente a la construcción de estas líneas. Por consiguiente, la penetración de redes de reparto hasta las zonas de gran densidad de población es cada vez más compleja y costosa.

La finalidad de esta red es, ante todo, llevar la electricidad de la red de transporte hacia los grandes centros de consumo. Estos centros de consumo son:

- Sector público con acceso a la red de distribución MT.
- Sector privado con acceso a abonados de gran potencia (superior a 10 MVA) conectados directamente a AT. El número de estos abonados en cada país es pequeño (en Francia, por ejemplo, 600). Se trata sobre todo de industrias como la siderurgia, la del cemento, las químicas, las de transporte ferroviario.

Las tensiones de estas redes están comprendidas entre 25 kV y 275 kV.

### **2.2.3. La Red de Distribución de Media Tensión (MT).**

La finalidad de estas redes es acercar la electricidad de las redes de reparto a los puntos de consumo medio (superiores a 75 kVA, en Chilectra). Estos centros de consumo son:

- Sector público con acceso a la red de distribución pública MT/BT.
- Sector privado, con acceso a los centros de suministro a abonados con consumo medio. El número de estos abonados sólo representa un pequeño porcentaje del número total de consumidores suministrados directamente en BT. Son esencialmente del sector terciario, como hospitales, edificios administrativos, pequeñas industrias.

La estructura es de tipo aéreo o subterráneo. Las tensiones en estas redes están entre 12 y 23 kV. Las protecciones son menos sofisticadas que en el caso de las redes anteriores. En cuanto a la explotación de estas redes, puede asegurarse manualmente o, cada vez mas, por telemando a partir de los centros de maniobra fijos y/o a bordo de vehículos. Pero para tener en cuenta las necesidades específicas de la conducción de las redes de distribución de MT, estos centros de maniobra son distintos de los utilizados en las redes de transporte o reparto.

La multiplicidad y dispersión geográfica de los puntos de telegestión, la gestión simultánea de varios centros de control, el número y la cualificación de los usuarios requieren soluciones adaptadas: ergonomía y compenetración entre los centros de trabajo, herramientas de ayuda a la gestión, herramientas de configuración de los centros de gestión y gestión de los distintos soportes de transmisión utilizados.

#### **2.2.4. Red de Distribución de Baja Tensión (BT).**

Esta red tiene como finalidad llevar la electricidad de la red de distribución de MT a los puntos de bajo consumo (inferior a 75 kV en Chilectra) en el sector público con acceso a los abonados de BT. Representa el último nivel en una estructura eléctrica. Esta red permite alimentar un elevado número de consumidores (aproximadamente 1,15 millones en la Región Metropolitana) que corresponden al sector doméstico.

Su estructura, de tipo aéreo o subterráneo, es a menudo influenciada por el entorno. Las tensiones en estas redes están comprendidas entre 220 y 400 V. Estas redes suelen ser explotadas manualmente.

#### **2.2.5. Naturaleza de la corriente eléctrica.**

Las transferencias de energía de estas distintas redes se realizan a través de la corriente eléctrica. Los enlaces por corriente continua o HVDC (High Voltage Direct Current) se utilizan para los intercambios entre países únicamente a nivel de redes de transporte. La elección de esta técnica permite optimizar la utilización de los cables de energía, en particular, al suprimir el efecto skin. Tales enlaces intercontinentales, incluso continentales, existen, por ejemplo: un enlace (300 MW / 200 kV) une Italia a Cerdeña pasando por Córcega.

En otros casos, en particular en las redes de MT de distribución pública, los enlaces se realizan mediante corriente alterna. En efecto, en estas redes, no sería rentable utilizar corriente continua:

- Pérdidas reducidas en redes cortas (inferiores a 100 km).
- Instalaciones más costosas (necesidad de numerosos convertidores continua/alterna).

Además, la corriente alterna se adapta muy bien a los numerosos cambios de tensión (transformadores) durante el tránsito de la corriente eléctrica. Salvo algunas excepciones (Arabia Saudita) y fuera del continente americano donde la utilización de 60 Hz está generalizada, la frecuencia de la corriente es de 50 Hz. Subrayemos el caso del Japón donde una mitad del país está en 60 Hz y la otra mitad en 50 Hz.

#### **2.2.6. Planificación de las redes.**

La instalación y evolución de la estructura de la red de alimentación eléctrica de un país corresponde a las operaciones de planificación. Para las redes de transporte y reparto, estas operaciones suelen centralizarse porque:

- Las decisiones que llevan a una modificación de la estructura de tales redes, por ejemplo, la introducción de un nuevo centro AT/MT, imponen tomar en cuenta numerosos parámetros, técnicos y económicos.
- El número de estos parámetros con sus eventuales interacciones, requieren la ayuda de instrumentos informáticos, la utilización de bases de datos y de sistemas expertos. Para las redes de distribución de MT y BT, la planificación, en cambio, suele descentralizarse.

#### **2.2.7. La Empresa de Distribución de Energía Eléctrica.**

La razón de ser de los distribuidores de energía eléctrica es la de suministrar energía eléctrica a los consumidores, teniendo en cuenta varios objetivos tales como:

- Continuidad de servicio,
- Seguridad de los bienes y de las personas,
- Flexibilidad y comodidad de explotación,

- Competitividad comercial.

Si bien el suministro eléctrico es satisfactorio en los países industrializados, el porcentaje de electrificación sigue todavía variable en otros países.

Para los países no electrificados al 100%, el objetivo prioritario sigue siendo la mejora de este porcentaje de electrificación. Para ello, la mayor parte de las inversiones se dedica a la construcción de redes y obras. Sin embargo, la capacidad de financiamiento, a veces reducida, puede llevar a elegir soluciones orientadas hacia la simplificación de la estructura de las redes, en deterioro de las prestaciones. Asimismo, una disponibilidad y competencia del personal, a veces limitadas, pueden conducir a una explotación simplificada.

En los países electrificados al 100%, las utilidades de la energía eléctrica son muy diferentes:

- Los consumos nacionales de energía eléctrica están muy diferenciados. Estas diferencias se deben al tamaño del país, su crecimiento económico (PIB) y al peso del sector industrial (ejemplo: el 40% del consumo francés).
- Los consumos por habitante pueden variar en una relación de 10 entre algunos países. Estas diferencias se deben esencialmente a la política de tarifas de los distribuidores, pero también a las condiciones climáticas.

El objetivo de las distribuidoras de MT no es uniforme: a menudo se extiende a la distribución de BT y en algunos casos es también responsable de la producción y del transporte, por ejemplo:

- En Chile, treinta y nueve empresas del sector privado, distribuidas a lo largo del país, distribuyen la energía eléctrica necesaria para sus abonados.
- En el Japón, nueve compañías regionales privadas aseguran, cada una para su zona, las actividades de producción, transporte y distribución.
- En Alemania, aproximadamente mil empresas trabajan en el campo de la distribución de electricidad. Cerca de 1/3 de ellas poseen sus propias instalaciones de producción.
- En Gran Bretaña, dos compañías se encargan de la producción (NP: National Power y GP: Power Gen). La sociedad NGC: National Grid Cie asegura el transporte, y aproximadamente doce Regional Electricity Cies. aseguran la distribución. Esta organización nació de la ley de privatización de los distribuidores ingleses en 1990.
- En Italia, una ley fundó la E.N.E.L. en 1962. Se trata de un servicio público encargado de la producción, transporte y distribución; gestiona aproximadamente el 80% de la electricidad distribuida en Italia.

Así parece, a través de estos pocos ejemplos, que el número de interventores, en particular en la distribución de MT, puede ser muy variable según los países.

En el caso de la distribución de MT, el distribuidor suele tener la total responsabilidad de la red, desde el centro AT/MT hasta el centro MT/BT. Además el objetivo de las distribuidoras integra ahora una oferta comercial con la venta del producto electricidad, bajo forma de kWh, debe por lo tanto mejorar constantemente la calidad de este producto para responder a las exigencias de sus distintas clientelas, y seguir siendo competitivo frente a otras fuentes de energía.

Este objetivo lleva a los distribuidores a contemplar varios niveles de precios relacionados con distintos niveles de calidad de kWh vendido. Por otra parte, la red de distribución eléctrica, constituye por sí misma un importante capital para el distribuidor. Debe rentabilizar al máximo esta inversión y es por este motivo que las necesidades de los distribuidores integran cada vez más las nociones de gestión de energía. Por último, el distribuidor tiene un importante papel social y político, papel que

puede influir en sus elecciones, o por lo menos en sus prioridades, como en los dos ejemplos siguientes:

- La alimentación de nuevos clientes puede requerir una ampliación de la red.
- El costo del kWh puede limitarse para integrar una política económica gubernamental.

**Su evolución: suministrar una energía de calidad.** Cada vez más el distribuidor de energía tiene que suministrar un producto eléctrico de calidad. Para ello debe:

- Reducir los cortes de alimentación en número y duración, de cara a sus abonados.
- Minimizar sus consecuencias.
- Evitar las perturbaciones, tales como las fluctuaciones de tensión o de frecuencia.

**La naturaleza de los defectos depende del tipo de red.** Para los abonados, las consecuencias de estos fenómenos dependen, ante todo, de la naturaleza del fallo. Un defecto puede ser:

- Según su duración: transitorio o permanente.
- Según su naturaleza: monofásico o trifásico.

Un defecto transitorio suele traducirse por un corte breve, del orden de algunos 100 ms, esencialmente relacionado con los tiempos de reconexión del equipo. Un defecto permanente implica un corte cuya duración puede variar entre algunos minutos y varias horas: requiere una intervención humana para la reposición del servicio. Las redes aéreas, obviamente mucho más expuestas que las subterráneas, requieren soluciones específicas a los problemas encontrados, tales como:

- Ramas de árboles que caen sobre una línea aérea.
- Aves que se posan en la línea o sus soportes.
- Defectos debidos al rayo, al viento, las heladas, la nieve.
- Vandalismo.

Por consiguiente, la naturaleza de los defectos es distinta en las redes aéreas y las subterráneas:

- En las redes aéreas, los defectos son mayoritariamente transitorios (del 80% al 90%) y monofásicos (75%) ya que suelen ser causados por tormentas, un cable caído al suelo o el contorneo de un aislador, por ejemplo.
- En las redes subterráneas, los defectos son mayoritariamente permanentes (100%) y polifásicos (90%) por que suelen ser la consecuencia del seccionamiento de un cable.

### 2.2.8. Topología de las Redes Eléctricas de Media Tensión.

Por topología de una red eléctrica se entiende el conjunto de los principios (esquema, protección, modo de explotación) utilizados para transportar la energía eléctrica en distribución pública. En la práctica, para un distribuidor, definir una topología consiste en fijar cierto número de elementos físicos teniendo en cuenta criterios relacionados con objetivos a alcanzar y/o exigencias técnicas. Ya que estos elementos están fuertemente relacionados entre sí, la elección de una topología es siempre el resultado de compromisos técnico económicos. La traducción gráfica de una topología será un esquema de tipo unilineal simplificado.

➤ **Criterios de Elección de una Topología.**

La elección de una topología responde a objetivos:

- Garantizar la seguridad de las personas y de los bienes,
- Conseguir el nivel de calidad de servicio fijado,
- Asegurar el resultado económico deseado.

Pero debe también someterse a exigencias: adecuarse a la densidad de hábitat y/o de consumo, también llamada densidad de carga, que desempeña un papel cada vez más preponderante. Expresada en MVA/km<sup>2</sup>, esta densidad permite distinguir las distintas zonas geográficas de consumo en términos de concentración de carga. Una de las segmentaciones utilizadas por algunos distribuidores consiste en definir dos tipos de zonas de consumo:

- Zona con baja densidad de carga: < 1 MVA/km<sup>2</sup>.
- Zona con gran densidad de carga: > 5 MVA/km<sup>2</sup>.
- Tener en cuenta la extensión geográfica, el relieve y las dificultades de construcción.
- Satisfacer las exigencias del entorno, en particular las climáticas (temperaturas mínimas y máximas, frecuencia de tormentas, nieve, viento, etc.) y el respeto del entorno ambiental.

➤ **Elementos que Dependen de la Topología Elegida**

La elección de una topología fija los principales elementos de concepción de una distribución, como son:

- Las potencias y el valor máximo de las corrientes de defecto a tierra, ejemplo: en MT, la E.D.F. limita el valor de estas corrientes para 20 kV a 300 Amperes en distribución aérea y a 1000 Amperes en red subterránea.
- La (o las) tensiones de servicio, ejemplo: en MT el Japón distribuye en 6,6 kV, Gran Bretaña en 11 y 33 kV, Francia mayoritariamente en 20 kV; Chile en 12; 13,2; 13,8 y 23 kV.
- La rigidez a las sobretensiones y la coordinación de los aislamientos, así como las protecciones contra las sobretensiones de origen atmosférico.
- El (o los) esquema(s) de conexión a tierra, así como el número de cables distribuidos.
- La longitud máxima de las salidas (decenas de kilómetros en MT).
- El tipo de distribución: aérea o subterránea.
- El tipo de explotación: manual, automática, telegestionada.

Es importante subrayar que:

- La corriente de cortocircuito tiene repercusiones sobre la resistencia de los materiales utilizados en la red.
- La elección del (o los) valores de tensión es siempre el resultado de un compromiso entre los costos de realización y de explotación de la red.

- La elección del nivel de aislamiento de los materiales suele obedecer a normas internacionales y/o nacionales que cumplir.

La elección de una distribución por red aérea o subterránea influye mucho en el costo de instalación y la calidad de servicio (ejemplo: costos de abertura de una zanja, sensibilidad a los defectos transitorios). En MT, en los países industrializados, esta elección puede ser sintetizada en tres casos:

- Medio urbano de gran densidad, con distribución subterránea.
- Medio suburbano de gran densidad, con distribución subterránea o aéreo subterránea.
- Medio rural de baja densidad, con distribución aérea.

Sin embargo debe observarse que, históricamente, por motivos de costos de instalación, numerosos medios urbanos tienen una distribución aérea, como es el caso de Japón y Estados Unidos.

### 2.2.9. Distintos Esquemas de Redes de Media Tensión.

La elección de los esquemas es importante para un país: en particular para las redes de MT ya que son muy largas. Así, por ejemplo, el conjunto de la estructura de MT en Francia es de aproximadamente 570.000 km, la de Italia de 300.000 km y la de Bélgica ronda los 55.000 km. Chilectra en la Región Metropolitana tiene 3.862 km en MT y 8.081 km en BT.

Existen varias topologías:

- Topología anillo cerrado, de tipo mallado.
- Topología anillo abierto, de tipo mallado simplificado.
- Topología anillo abierto.
- Topología radial.

Se aplican también otras topologías, por ejemplo la doble derivación en las redes de MT francesas.

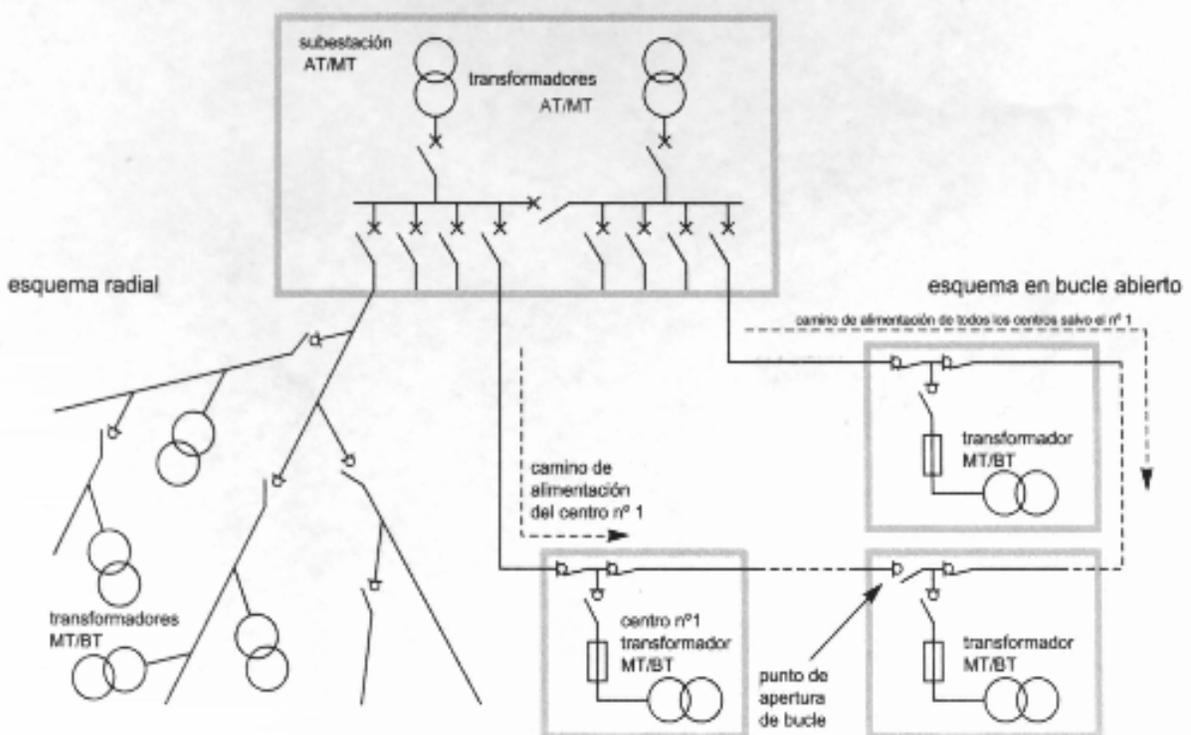


Figura N° 2.1. Esquemas de base de una red de distribución de MT, radial (o en antena) y en anillo abierto (o corte en arteria).

Aunque ninguna esté normalizada en MT, los distribuidores se apoyan en dos topologías de base: la radial y el anillo abierto. Cada una de estas dos topologías será tratada más detalladamente y definida por:

- Su principio de funcionamiento,
  - Su esquema unilineal tipo,
  - Su aplicación tipo,
  - Sus puntos fuertes y débiles.
- a) **Esquema Radial.** Este esquema se llama también en antena. Su principio de funcionamiento es de una sola vía de alimentación. Esto significa que, cualquier punto de consumo en tal estructura, sólo puede ser alimentado por un único posible camino eléctrico. Es de tipo arborescente y se desarrolla a partir de los puntos de alimentación, que constituyen las subestaciones de distribución pública AT/MT o MT/MT. Este esquema se utiliza en particular para la distribución de la MT en el medio rural y en el urbano de baja densidad de carga. En efecto, permite fácilmente y con un costo menor, acceder a puntos de consumo de baja densidad de carga (= 10 kVA) y ampliamente repartidos geográficamente (= 100 km<sup>2</sup>) (ver figura 2.1.).
- b) **Esquema anillo Abierto.** Se llama también corte de arteria. Su principio de funcionamiento se basa en dos vías de alimentación. Esto significa que cualquier punto de consumo, en esta estructura, puede ser alimentado por dos posibles caminos eléctricos. En tal esquema, existe siempre un punto de apertura en el anillo (de donde el nombre de anillo abierto que se utiliza también para esta solución), lo que viene a ser un funcionamiento equivalente a dos antenas (ver figura 2.1.).

El esquema unilineal tipo es evidentemente un anillo sobre el cual se conectan los puntos de consumo que pueden ser centros de distribución pública de MT/BT y/o centros de suministro para abonados en MT. Cada punto (entre 15 y 25 puntos por anillo) está conectado en el anillo mediante dos interruptores de MT. Todos estos interruptores están cerrados excepto uno de ellos que constituye el punto de apertura del anillo y define el camino de alimentación para cada punto de consumo. Este punto de apertura puede ser desplazado en el anillo, en particular cuando se efectúan maniobras de reconfiguración de la red a consecuencia de un defecto.

Cuadro 2.1. Comparación de los dos esquemas de base de las redes de MT.

Tecnología	Puntos fuertes	Puntos débiles
Radial	Simplicidad de explotación, costo de instalación	Calidad de servicio
Anillo abierto	Simplicidad de explotación, calidad de servicio	Explotación con mayor número de maniobras, costos de instalación

A menudo este esquema es asociado a una distribución de tipo subterránea. Se suele utilizar en medio urbano de fuerte densidad, con los puntos fuertes y débiles descritos en el cuadro anterior.

- c) **Esquema de Doble Derivación.** Este esquema, poco utilizado, es explotado esencialmente en la región parisina por E.D.F.

El principio utilizado es el siguiente:

- La red de MT se subdivide, considerando dos circuitos energizados permanentemente.
- Una Subestación de MT/BT que puede ser alimentada desde los dos circuitos de MT pero en realidad está conectado a uno de los circuitos alimentadores (interruptor de MT cerrado en uno de los circuitos).

- Está equipado con un automatismo local simple.

En caso de defecto en uno de los circuitos, el automatismo detecta la ausencia de tensión en este, comprueba la presencia de tensión en el otro circuito y entonces da la orden de apertura para un interruptor de MT y luego de cierre para el otro interruptor de MT.

### 2.2.10. Esquemas de Conexión a Tierra del Neutro.

La elección del esquema de conexión a tierra del neutro (o régimen del neutro de MT) define, entre otros, los valores de las sobretensiones y corrientes de defecto que podrán existir en una red en caso de defecto a tierra. Obsérvese que estos parámetros son antagónicos, es decir, que la obtención de un valor pequeño de corriente conlleva el riesgo de una sobretensión elevada, y recíprocamente.

Estos valores impedirán entonces las exigencias eléctricas que deberán tener los materiales electrotécnicos. Pero si elige este esquema de conexión, simultáneamente, se eligen las posibles soluciones para la protección de la red eléctrica, y se condicionan los métodos de explotación.

a) **Los Cinco Esquemas Utilizados en el Mundo en MT.** Aquí tampoco existe un esquema tipo de las conexiones a tierra del neutro. Sin embargo es posible reunir, según cinco escuelas, todos los casos encontrados en el mundo:

- Neutro directo a tierra y distribuido.
- Neutro directo a tierra y no distribuido.
- Neutro puesto a tierra a través de una impedancia.
- Neutro puesto a tierra a través de un circuito sintonizado.
- Neutro aislado de tierra.

Como ya se dijo, ninguno de estos sistemas se ha impuesto en el mundo: algunas soluciones son específicas de ciertos países, y en un mismo país pueden coexistir distintas soluciones, incluso dentro de una misma compañía eléctrica de distribución.

Pero, en definitiva, la elección de un esquema de conexiones a tierra del neutro en MT es siempre el resultado de un compromiso entre los costes de instalación y de explotación.

b) **Diferencias entre estos Cinco Esquemas.** Se ha dicho más arriba que la elección del esquema de las conexiones del neutro a tierra condiciona las prestaciones de la red y el diseño de su plan de protección. En efecto, las principales diferencias de los cinco sistemas residen en el comportamiento de la red en situación de defecto a tierra.

Estas diferencias se traducen concretamente a nivel de:

- La facilidad de detección de estos defectos,
- Grado de seguridad alcanzado para las personas.
- Repercusión de la resistencia de los materiales electrotécnicos.

Sin embargo, hay que destacar el esquema de neutro distribuido que permite una distribución en monofásico. Esta posibilidad puede justificarse en algunos países debido a su menor costo de instalación.

Sin embargo los dispositivos de protección más complejos imponen un mantenimiento más exigente. Independientemente de este caso particular, el cuadro comparativo de las conexiones del

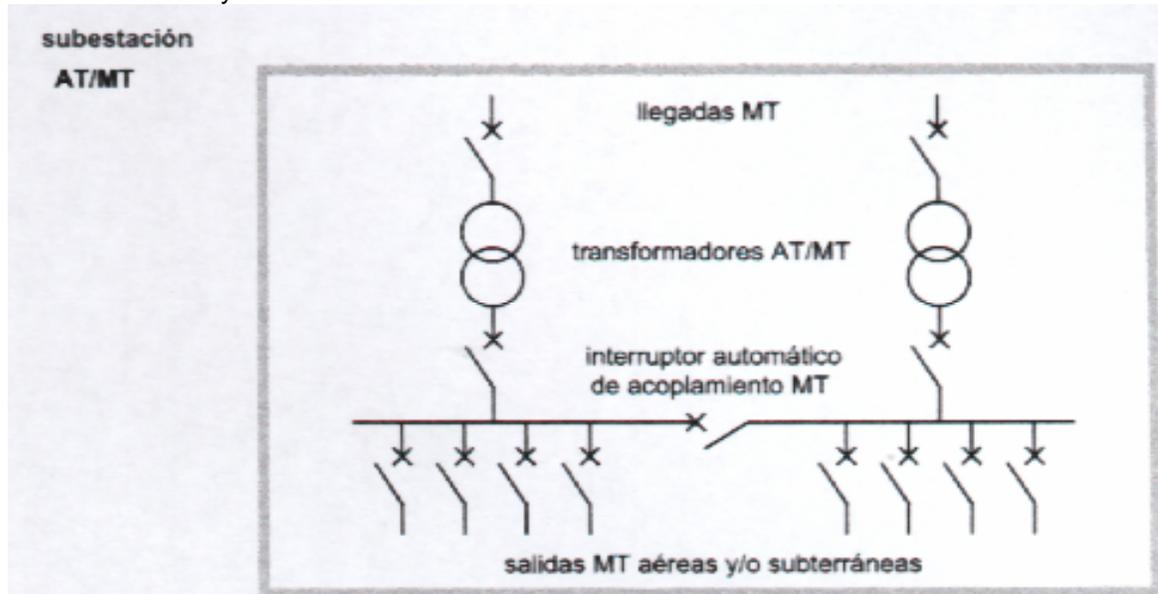
neutro es una síntesis de los puntos fuertes y débiles de estas escuelas, y aclara por qué ninguna de dichas escuelas se impone en el mundo.

Cuadro 2.2. Comparación de las conexiones del neutro en Sistemas de Distribución

Esquemas de Neutro MT	Puntos fuertes	Puntos débiles
Neutro a tierra y distribuido	Permite la distribución en monofásico y trifásico	Requiere numerosas tierras de buena calidad. Exige un plan de protección complejo. Provoca altas corrientes de falla a tierra.
Neutro a tierra y no distribuido	Facilita la detección de fallas a tierra	Provoca altas corrientes de falla a tierra.
Neutro aislado	Limita las corrientes de falla a tierra	Produce sobretensiones más complejas
Neutro sintonizado	Favorece la auto extinción de las corrientes de falla a tierra	Requiere protecciones complejas
Neutro impedante (comparado con neutro conectado a tierra)	Limita las corrientes de falla a tierra	Requiere protecciones más complejas
Neutro impedante(comparado con neutro aislado de tierra)	Reduce las sobretensiones	Produce corrientes de falla a tierra más elevadas.

### 2.2.11. Las Subestaciones en las redes MT.

Una Subestación es una entidad física definida por su localización y funcionalidades en las redes eléctricas. La misión de una Subestación consiste ante todo en asegurar la transición entre dos niveles de tensión y/o alimentar al usuario final.



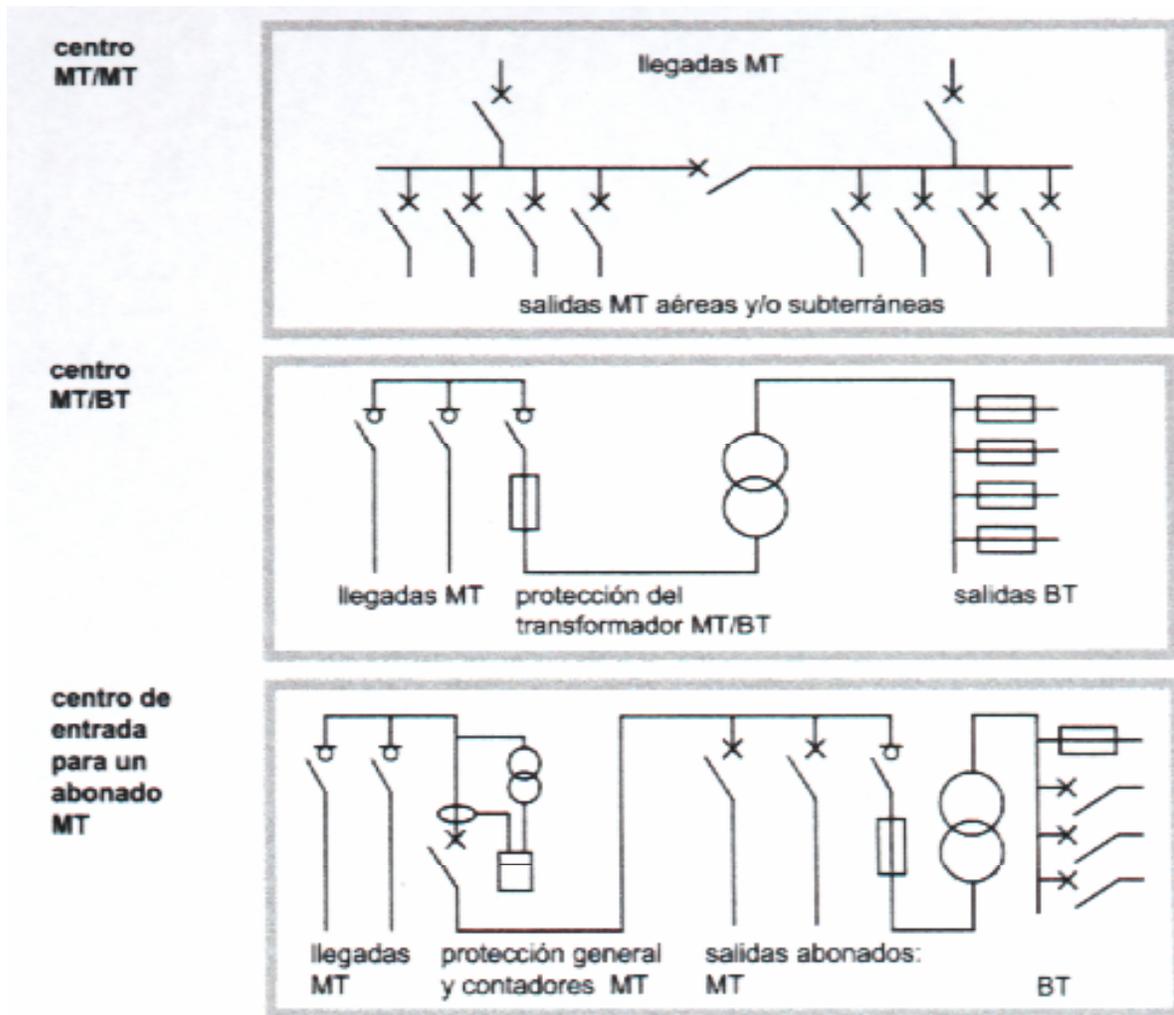


Figura 2.2. Distintos esquemas de centros utilizados en las redes de distribución

- a) **La subestación AT/MT en la distribución pública.** Este conjunto se puede encontrar en la estructura eléctrica de todos los países; se sitúa siempre entre la red de transporte y la distribución de MT. Su función consiste en asegurar el paso de la AT (aproximadamente 110 kV) a la de MT (aproximadamente 12 kV). Su esquema tipo comprende dos llegadas de AT, dos transformadores AT/MT, y de 10 a 20 salidas de MT. Estas salidas alimentan líneas en sistema aéreo y/o cables subterráneos.
- b) **El Centro MT/MT en la Distribución Pública.** Este conjunto puede tener dos funciones:
- i. Asegurar la multiplicación de las salidas de MT aguas abajo de las subestaciones AT/MT. En este caso, el centro no comprende ningún transformador. Se compone de las llegadas de MT y de 8 a 12 salidas de MT. Este tipo de centro está presente en algunos países, como España, Bélgica y Sudáfrica.
  - ii. Asegurar el paso entre dos niveles de MT. Estas Subestaciones de MT/MT incluyen transformadores. Son necesarios en algunos países que utilizan dos niveles distintos de tensión en su red de MT. Es el caso, por ejemplo, de Gran Bretaña donde la red de MT se divide en dos niveles: 11 kV y 33 kV. Su esquema tipo es semejante al de la subestación AT/MT.
- c) **La Subestación MT/BT en la Distribución Pública.** Este conjunto, situado entre la red de distribución de MT y la de distribución de BT, asegura el paso de la MT a la de BT. El esquema

tipo de esta Subestación es obviamente mucho más sencillo que el de las Subestaciones anteriores. Estas Subestaciones comprenden cuatro partes:

- El equipo MT para la conexión con la red aguas arriba (fusibles),
- El transformador de distribución MT/BT,
- El cuadro de las salidas de BT como punto de unión con la red aguas arriba de distribución (en BT).
- Cada vez de uso más frecuente en una envolvente exterior prefabricada (metálica u hormigón) que contiene los elementos anteriores.

**d) La Subestación de Suministro para un Abonado de AT o de MT.** Estas obras aseguran el paso de la distribución pública a la distribución privada. Permiten la conexión:

- A la red de distribución de AT de un abonado con gran consumo (MVA) a través de un centro de AT/MT.
- A la red de distribución de MT de un abonado con un consumo mediano (100 kVA) a través de un centro de MT/BT.

Para un abonado, la elección de la tensión de conexión a la red de distribución pública depende esencialmente de:

- La calidad de la red de BT, en particular de un límite en potencia (niveles eléctricos).
- La política del distribuidor, en particular de la tarificación que propone porque, para el abonado, define el interés económico de la energía eléctrica, en competencia con otras fuentes de energía: fuel, gas.

En la práctica, es la potencia suscrita por el abonado la que define la conexión en BT o MT, con valores muy diferentes según los países. Por ejemplo, en Francia, se alimenta en MT a los abonados a partir de 250 kVA, mientras que en Italia, este umbral está más próximo a algunas decenas de kVA. Por el contrario, es muy elevado en EE.UU. donde un cliente puede ser alimentado en BT hasta 2.500 kVA. En Chile, específicamente en el caso de la Región Metropolitana, el cliente puede solicitar la conexión a la red de MT a partir de los 45 kVA, elección fuertemente influida por la tarifa a aplicar. En caso de suministro a los abonados en AT, el esquema del centro se concibe específicamente. Pero si el abonado está alimentado en MT, se puede proponer un esquema tipo. Sin embargo la instalación de tal centro está obviamente ligada a un acuerdo del distribuidor que puede tener especificaciones propias (cuadro de contadores, condiciones de explotación).

**e) Otros Montajes de MT.** Además de los centros ya mencionados, existen otras obras de MT situadas esencialmente en las redes aéreas. Suelen ser monofunción y destinadas a:

- La protección, como los fusibles y reconectores.
- La explotación, como los interruptores telecomandados, que entran en el marco de la telegestión de las redes. Permite operaciones de reconfiguración rápida sin que el usuario tenga que desplazarse.

**f) La aparamenta de MT.** La aparamenta de MT permite realizar las tres funciones de base siguientes:

- El seccionamiento, que consiste en aislar una parte de la red para trabajar en ella, con seguridad total,

- El mando, que consiste en abrir o cerrar un circuito en sus condiciones normales de explotación,
- La protección, que consiste en aislar una parte de la red en situación anormal.

### 2.2.12. Un esquema francés y otro norteamericano.

Estos dos ejemplos típicos son propuestos para ilustrar concretamente los elementos presentados en este capítulo y resaltar la diversidad de las soluciones en el mundo. Obviamente, existen otros esquemas, incluso en estos dos países.

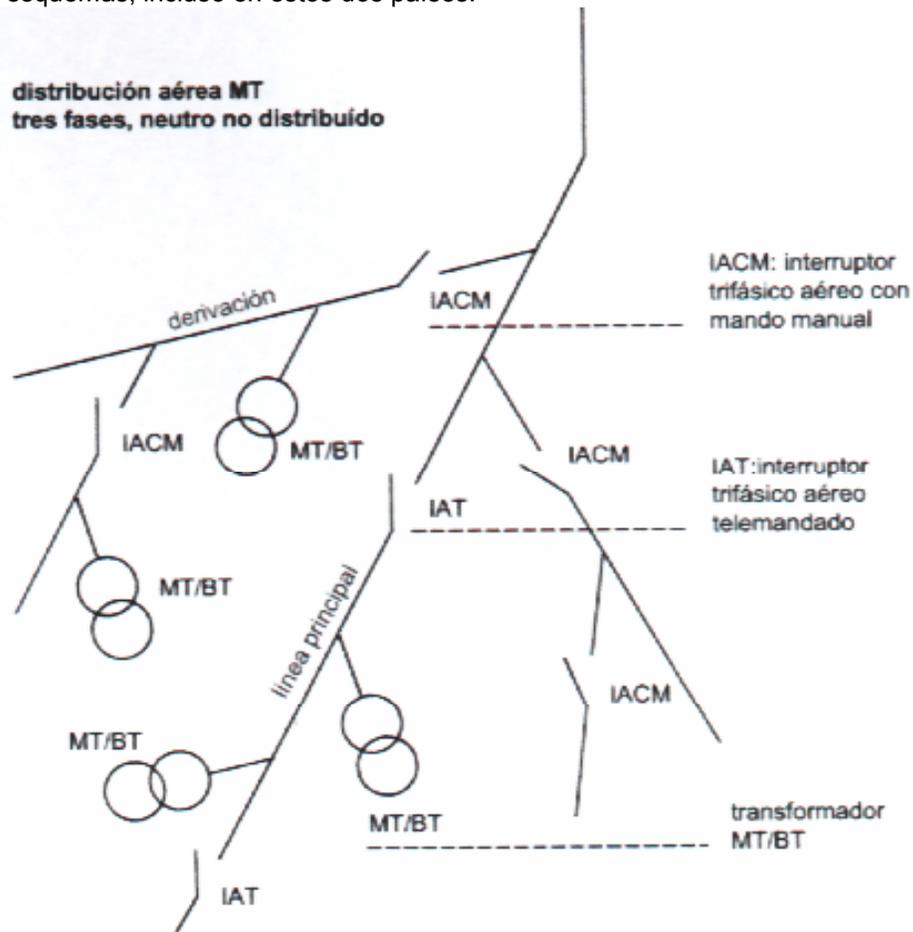


Figura 2.3. Esquema unifilar aéreo de EDF (Francia)

Este esquema aplica los principios siguientes:

- En la subestación AT/MT, puesta a tierra del punto neutro a través de una impedancia que limita la corriente de defecto fase-tierra a 300 A en 20 kV,
- Líneas de MT trifásicas, neutro no distribuido,
- Esquema radial (en antena).

Este concepto permite detectar a nivel de las salidas de MT, en la subestación AT/MT, todos los defectos a tierra, y esto sin ningún otro órgano de protección de MT aguas abajo de la subestación.

De esto se deriva un plan de protección, control y mando fácil de diseñar, explotar y de evolucionar. La protección de personas está asegurada de la mejor manera.

Sin embargo, la calidad de servicio obtenida es mediana debido a que cada salida de MT, a nivel

del centro AT/MT, está sujeta a una sola protección: en caso de disparo de esta protección, toda la red situada aguas abajo de esta salida de MT queda desconectada.

Existen soluciones para remediar este punto débil. Se basan en la utilización de materiales complementarios tales como interruptores telemandados hoy en día, e interruptores automáticos con reenganchador en las redes de mañana.

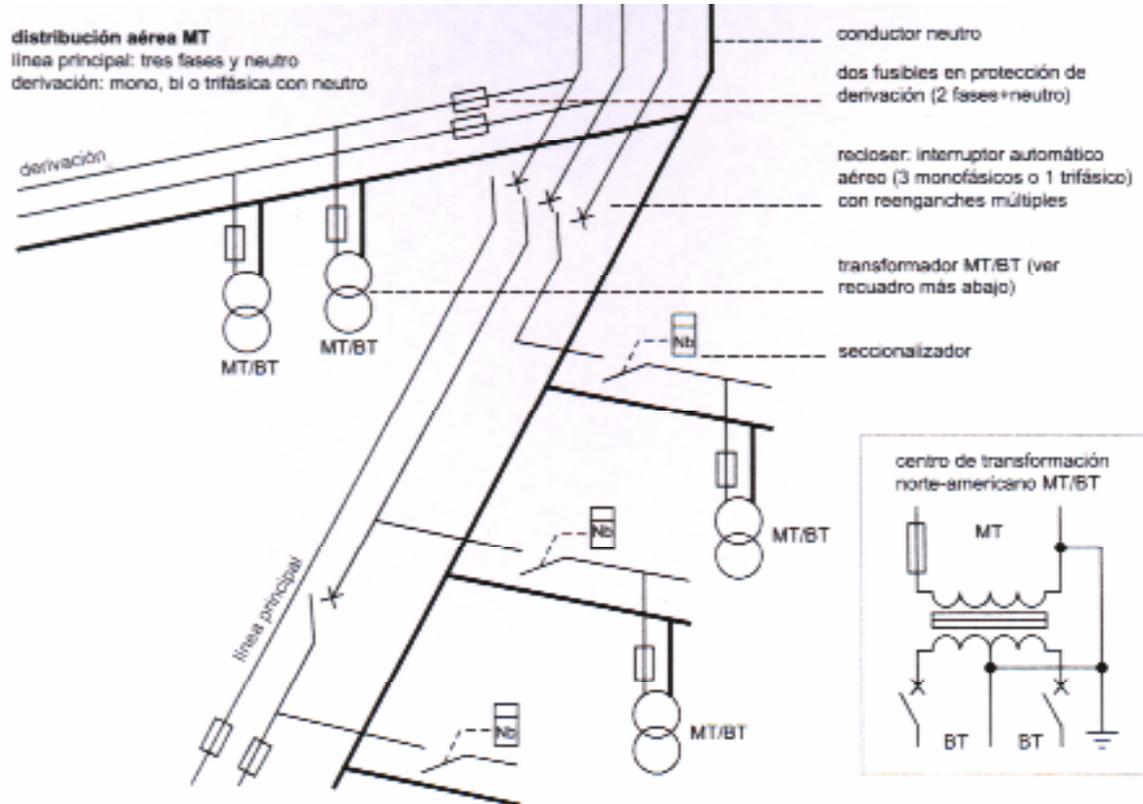


Figura 2.4. Esquema unifilar aéreo norteamericano

Este concepto se presenta a veces en los países bajo influencia norteamericana. Se basa en los principios siguientes:

- Distribución máxima en MT, limitando la longitud de las salidas de BT para reducir las pérdidas.
- Distribución del neutro de MT con una puesta a tierra regular (ej.: cada 300 metros).
- Líneas de MT trifásicas en la red principal, con derivación en trifásico, bifásico o monofásico para los suministros de MT/BT. Este concepto reduce el coste de las líneas, las pérdidas y sobretensiones debidas a los defectos, pero requiere puestas a tierra del neutro de gran calidad.

Para obtener un grado satisfactorio de protección de las personas, es necesario incluir numerosos aparatos de MT (fusibles, reconectadores, seccionizadores). Sin embargo, en algunos casos, la aparatada de protección se reduce a fusibles de tipo cut-out, limitando de este modo la inversión financiera, pero en decremento de las prestaciones y de la seguridad (riesgo de incendio).

La concepción del plan de protección, control y mando es complejo a nivel de selectividad entre los distintos órganos de protección. Asimismo, la explotación y mantenimiento de tales redes son más exigentes que para las redes realizadas según el esquema EDF:

- Se requiere un personal muy calificado (mantenimiento de la aparatada, regulación de las protecciones),

- Deben preverse importantes stocks de recambios (distintos calibres de fusibles). Esta solución se justifica sobre todo en los países de gran superficie y con escasa densidad de carga (ej. EE.UU. y Canadá en medio rural).

## 2.3. Características de un Sistema de Control y Protecciones de Distribución.

### 2.3.1. Plan de protección.

La estructura eléctrica de un país corresponde a un conjunto de redes eléctricas. Una red eléctrica puede desglosarse en zonas. Cada una de estas zonas suele estar protegida por un interruptor automático en asociación con dispositivos de detección (captadores de medida: transformador de corriente, de tensión) protección, control y mando (relés de protección) y de disparo (elementos accionadores).

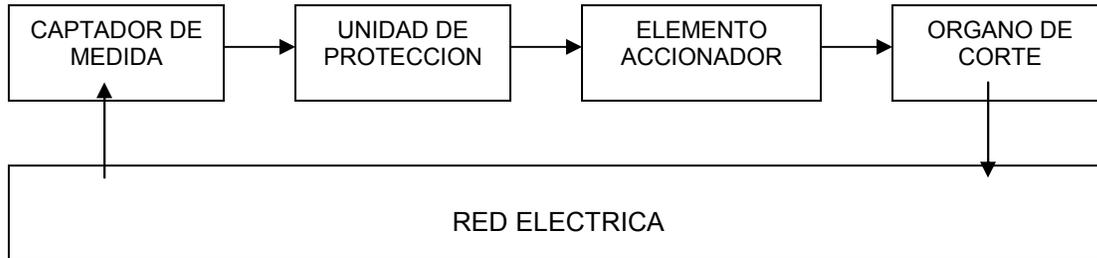


Figura 2.5. Cadena de Protección.

El conjunto de estos elementos constituye una cadena de protección que asegura la eliminación de la parte defectuosa de la red en caso de fallo. Su papel consiste en garantizar la seguridad protegiendo contra los defectos de aislamiento entre fases o entre fase-tierra, y contra las sobrecargas prolongadas. En particular, la cadena de protección debe reducir las consecuencias de un defecto de cortocircuito, es decir, los riesgos de incendio, explosión, deterioro mecánico, etc.

El plan de protección de una red es el conjunto de estas cadenas de protección, que integra los equipos utilizados y también la organización del funcionamiento entre ellos. Esta organización del plan de protección, incluyendo los tiempos de disparo de los interruptores automáticos asociados, define la duración máxima de paso de las corrientes de defecto en los distintos puntos de la red eléctrica. La eficacia de un plan de protección depende de varios criterios: Fiabilidad, selectividad, rapidez, sensibilidad, evolutividad.

- a) **Fiabilidad.** Este criterio sitúa el nivel de calidad en lo referente a protección de personas y bienes, en particular frente a peligros de electrocución por elevación del potencial de las masas. De hecho, a pesar de que rara vez una unidad de protección es solicitada, en el momento de producirse un defecto debe actuar eficazmente, y esto debe ser así durante muchos años.

Este criterio afecta directamente las prestaciones de la red, por ejemplo, cualquier interrupción en la distribución debe ser justificada porque provoca una pérdida de explotación para los abonados y para el distribuidor.

- b) **Sensibilidad.** Este criterio también tiene importancia en lo referente a la seguridad y la economía: se refiere a la facilidad para detectar pequeñas corrientes de defecto sin ser sensibles a los fenómenos transitorios debidos a las redes (maniobras) o a otros efectos electromagnéticos del entorno, y, por tanto, antes de la existencia de peligro para las personas y los bienes, y esto sin provocar disparos intempestivos.
- c) **Selectividad.** Este criterio se toma en cuenta sobre todo en lo referente a economía de explotación, ya que indica en qué medida es posible mantener en servicio el máximo de la red cuando uno de sus elementos está afectado por un funcionamiento anormal. En la práctica, lleva a eliminar este elemento defectuoso y únicamente éste.
- d) **Rapidez.** Al igual que el anterior, este criterio tiene una incidencia económica: permite limitar los daños debidos a arcos eléctricos y corrientes de cortocircuito; en particular, reduce los riesgos de incendio y los costes de reparación.
- e) **Evolutividad.** Este criterio que interesa en especial al distribuidor indica el nivel previsto de

evoluciones (posibilidades y facilidades) para el plan de protección en función de las modificaciones de la topología de la red.

Entre todos estos criterios, el de la selectividad es el que lleva a soluciones técnicas más específicas según los países. Dependen de dos elecciones iniciales de los distribuidores de energía:

- El del esquema de conexión del neutro a tierra, a partir del cual son definidas, en particular, las protecciones contra los defectos a tierra,
- El del principio de selectividad entre los cuales la más utilizada, denominada selectividad ampericronométrica, se basa en una asociación del valor de la corriente de defecto (selectividad amperimétrica) con un valor del tiempo de disparo (selectividad cronométrica).

Pero en una misma red pueden coexistir varias técnicas. En Sudáfrica, por ejemplo, la E.S.C.O.M. utiliza en una misma red la selectividad ampericronométrica, el diferencial de línea entre los centros de AT/MT y los centros de MT/MT y el diferencial para los transformadores de AT/MT. Por último, la técnica de selectividad de distancia es utilizada principalmente por los distribuidores alemanes.

### **2.3.2. Plan de control y mando.**

Bajo los términos de control y mando se agrupan todos los elementos relacionados con la explotación de las redes. Un plan de control y mando define el conjunto de estos elementos y la organización de su funcionamiento relativo. Por esto, el plan de control y mando de una red debe permitir al explotador (el distribuidor) tener en cuenta las tres situaciones:

1. En explotación normal.
2. En situación de defecto.
3. En mantenimiento (con o sin tensión).

Por último, los accesorios de explotación empleados en este plan van a contribuir fuertemente a la calidad de servicio lograda. Estos accesorios van desde el botón-pulsador de mando de un aparato de MT hasta el centro de control de la red de MT, del amperímetro en una celda de MT, al trazado automático de una curva de carga a distancia de una salida de MT, etc.

La aparición de las técnicas numéricas a base de microprocesadores ha modificado considerablemente las soluciones utilizadas para la concepción de los planes de protección, control y mando. Esta sección presenta las últimas evoluciones y contempla algunas perspectivas de porvenir de estas funciones, cada vez más complejas, explotadas en las redes de MT. Muestra también la importancia de esta nueva disciplina que es la compatibilidad electromagnética (CEM).

### **2.3.3. Las tecnologías de las unidades de protección de MT.**

Una unidad de protección, o relé de MT, tiene como misión:

- Vigilar permanentemente distintos parámetros de una sección de red (líneas, cable o transformador).
- Actuar en situación anormal.
- Transmitir informaciones para la explotación de la red.

Para ello, analiza los valores de las magnitudes eléctricas que le son proporcionadas por los captadores de medida, y da las órdenes de funcionamiento a los circuitos de disparo. Durante mucho tiempo, limitadas a la tecnología electromecánica, las unidades de protección de MT conocen hoy en día una evolución fundamental con la utilización de los microprocesadores. Los materiales disponibles hasta

hoy se basan en tres tecnologías: electromecánica, analógica y numérica. La más antigua es la tecnología electromecánica, los relés son simples y especializados (control de la corriente, tensión, frecuencia) pero de escasa precisión; sus regulaciones son susceptibles de desviación en el tiempo.

La tecnología electrónica analógica (transistor), más reciente, ha traído precisión y fiabilidad. Por último, en los años 80, la tecnología numérica ha permitido, gracias a la potencia de tratamiento de los microprocesadores, realizar unidades de tratamiento de la información que pueden:

- Asegurar globalmente las distintas protecciones,
- Sustituir los relés (automatismo) de la celda,
- Proporcionar al usuario la medida de los parámetros eléctricos.

Estas unidades con vocación ampliada son:

- Flexibles (la elección de las protecciones se hace por simple programación),
- Parametrables (mayores posibilidades de regulaciones),
- Fiables (están equipadas con dispositivos de autovigilancia o perro guardián y de auto-test),
- Económicas (su cableado y tiempo de instalación son reducidos).

Además, gracias a algoritmos elaborados, y a sus comunicaciones numéricas, permiten realizar funciones adicionales tales como la selectividad lógica. Aprovechando esta capacidad de comunicación, ahora puede realizarse una verdadera gestión de red (similar a la gestión técnica de una instalación industrial). En el campo de los captadores, y en particular de corriente, se afirma la tendencia a emplear captadores con amplia banda de medida en lugar de los transformadores de intensidad (1 ó 5 A). Tales captadores aportan a los distribuidores soluciones optimizadas (reducción de las variantes y facilidad de elección), que tienen prestaciones mucho mejores (mejor linealidad de la curva de respuesta) que los transformadores tradicionales.

#### **2.3.4. Compatibilidad electromagnética.**

La CEM se define como capacidad de un dispositivo, equipo o sistema, para funcionar de modo satisfactorio en un entorno electromagnético sin influenciar a este entorno; dicho entorno puede incluir otros dispositivos más o menos sensibles. Con el desarrollo de las técnicas numéricas y la necesaria cohabitación de los materiales de MT (tensión e intensidad de elevados valores, en particular en el momento de sus maniobras) y de los dispositivos de protección, control y mando, basados en la electrónica (bajo nivel de tensión y fuerte sensibilidad a las radiaciones electromagnéticas), se ha tenido que estudiar en profundidad y luego aplicar esta disciplina que es la CEM. Además, para satisfacer las exigencias de los distribuidores (seguridad de funcionamiento) ha sido necesario efectuar ensayos más rigurosos que los definidos en las recientes normas actualmente vigentes que precisan los límites de perturbaciones aceptables:

Por ejemplo, para los aparatos de medida, la norma CEI 801-3 preconiza ensayos en la banda de frecuencias 27 MHz - 500 MHz. Para los materiales de MT, algunos ensayos se realizan en cuadros completos (aparamenta de MT y unidad de protección) en situación real de explotación. Pero a pesar de que la CEM se tome en cuenta en todas las fases de desarrollo y fabricación de los aparatos, para realizar un equipo perfectamente operacional, debe también aplicarse en las fases de instalación y de cableado en la obra.

#### **2.3.5. Aplicaciones del control y mando en MT.**

La telegestión consiste en agrupar en uno o varios puntos todo lo que es necesario para el control y mando a distancia de una red de MT. Estos puntos de reagrupamiento son centros de gestión fija o móvil (a bordo de un vehículo). Se denominan también, según los distribuidores, centro de gestión,

despacho o SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

Para tomar en cuenta las necesidades específicas de la gestión de estas redes de distribución de MT, estos centros de gestión son distintos de los utilizados en las redes de transporte y de reparto. La multiplicidad y dispersión geográfica de los puntos de telegestión, la gestión de varios centros de gestión simultáneos, el número y la cualificación de los explotadores requieren soluciones adaptadas:

- Ergonomía y compenetración de los centros de trabajo,
- Herramientas de ayuda a la gestión,
- Herramientas de configuración de los centros de gestión,
- Gestión de los distintos soportes de transmisión utilizados.

En la práctica, el término telegestión engloba las funciones de teleseñalización, televigilancia, telemedida y telemando. Estas funciones pueden repartirse en dos grupos relacionados con el sentido de transmisión entre el explotador y la red:

- Tele vigilancia, de los aparatos hacia el explotador,
  - Telemando, del explotador hacia los aparatos.
- a) **Televigilancia.** Reagrupa las señalizaciones de posición de los distintos aparatos de MT, su eventual disparo en caso de defecto, la medida de los consumos instantáneos o ponderados en las distintas partes de la red eléctrica y cualquier otra información que permita saber el estado actualizado de la red. Permite, por ejemplo, imprimir automáticamente (consignación) y de modo continuo, cuando ocurren o temporalmente, todos los acontecimientos necesarios para gestionar la red en tiempo real o para analizarla posteriormente. Todas estas informaciones con su modo de restitución, se definen en el momento de la concepción del plan de control y mando. En particular las imágenes sinópticas se crean en función de la instalación real y de las necesidades del usuario. Además, son animadas en tiempo real. De este modo, el usuario puede visualizar:
- Los esquemas de explotación (red eléctrica, centro, celda MT),
  - El estado de la instalación (posición de los aparatos de MT),
  - Los valores de las magnitudes de explotación (corrientes, tensiones, potencias),
  - Los valores de regulación de las protecciones de MT,
  - El contenido detallado de las alarmas, con su cronología de aparición.
- b) **Telemando.** El mando a distancia de la apertura y cierre de los aparatos de potencia es el ejemplo elemental del telemando. Su aplicación práctica concierne a los interruptores e interruptores automáticos de MT telemandados. Otras acciones pueden ser telemandadas: regulaciones, automatismo. Las órdenes de telemando deben ser ejecutadas con el máximo de seguridad, lo que se obtiene mediante la utilización de una red de comunicación de altas prestaciones, permitiendo disponer de las informaciones necesarias en tiempo real. De este modo, una orden de maniobra de un aparato de MT se transmite a través de un telemando doble (TMD), y se confirma por la vuelta de una teleseñalización doble (TSD). Los procedimientos de telemando integran también solicitudes de validación y confirmación antes de ejecutar una orden de maniobra.
- c) **Telegestión.** En la distribución de MT es una fuente de ahorros a nivel de explotación de la red. En efecto, sin tener que desplazarse, el explotador puede permanentemente controlar e intervenir en el funcionamiento de su red. Por ejemplo: a consecuencia de un defecto, es posible cambiar rápidamente el esquema de explotación de la red para que esta parte de red no alimentada sea mínima, y esto, consultando a distancia los indicadores de localización de defecto instalados en

distintos lugares de la red de MT, y luego actuando sobre los interruptores de MT telemandados. De todo ello resulta una fuerte reducción de la energía no distribuida, y también una optimización de esta red con posibilidad de gestionar del mejor modo la repartición de las cargas. La carga de la red puede también ser objeto de análisis. En particular, a partir de la consignación de la curva de carga, dichos análisis permiten comprobar y optimizar los consumos de energía.

Por último, para una mayor eficacia, el operador puede disponer rápidamente de la información más pertinente a través de un pretratamiento automático, tal como operación de selección, puesta en forma gráfica, cálculo.

### 2.3.6. Gestión automática de las fuentes de energía.

Esta gestión, cuyo objetivo es mejorar la calidad de servicio mediante la continuidad de alimentación en la red, tiene como principal aplicación la permutación entre las distintas fuentes de energía eléctrica. Esta aplicación, a base de automatismos, se realiza a través de las unidades de control y mando.

a) **Arquitectura de control y mando en MT.** La llegada de las tecnologías numéricas ha modificado considerablemente las soluciones utilizadas para el control y mando en MT. En particular, la facilidad de disponer de unidades de protección, control y mando numéricas con poco volumen y costo razonable permite, con una gestión de explotación centralizada, utilizar hoy inteligencias locales. Esta evolución ofrece las ventajas siguientes:

- Aminora los inconvenientes de una inteligencia concentrada en un solo punto. En efecto, un fallo de este punto sería catastrófico para el conjunto de la explotación de la red eléctrica,
- Ofrece la ventaja de un mejor mantenimiento y de una flexibilidad de funcionamiento incrementada.

Las redes eléctricas, cualquiera que sea su esquema, se prestan totalmente a esta evolución. Por esto, a pesar de la diversidad de los métodos de explotación, es lógico ver desarrollarse una jerarquización de las funciones del control y mando en MT. Con este propósito, un plan de control y mando en MT define:

- Las funciones a realizar,
- Su localización jerárquica,
- Su localización geográfica.

Puede estudiarse siempre según 4 niveles:

- Nivel 3: telemando de una red de MT,
- Nivel 2: gestión local de un centro de transformación,
- Nivel 1: protección, control y mando de una celda de MT,
- Nivel 0: aparatos de MT y captadores,

El conjunto constituye una arquitectura de control y mando en MT, cuyo funcionamiento está basado en numerosos intercambios de informaciones entre los distintos niveles jerárquicos. Estas informaciones son esencialmente las siguientes:

- Teleseñalizaciones,
- Telemidas,

- Telemandos.

Sus intercambios pueden producirse en permanencia o a consecuencia de un suceso (incidente en la red, orden de maniobra) por lo que necesitan redes de comunicación eficaces.

**b) Las redes de comunicación.** Todos estos intercambios se reagrupan en la función teletransmisión definida por los parámetros siguientes:

- Su organización,
- Sus soportes materiales,
- Su protocolo de comunicación.

El conjunto de estos parámetros permite garantizar que cualquier mensaje emitido se recibe correctamente (sin errores).

**c) Organización de las teletransmisiones.** La solución más simple consiste en comunicar dos emisores receptores. Este sistema se queda rápidamente limitado en sus aplicaciones porque sólo se pueden enlazar dos puntos. Cuando varias unidades intervienen en el control y mando, la conexión punto por punto se vuelve insuficiente, de ahí la noción multi-puntos. En este caso, son posibles dos organizaciones:

- Maestro - maestro: Todas las unidades situadas en esta organización pueden tomar la iniciativa,
- Maestro - esclavo: La unidad de control y mando de nivel más elevado en la jerarquía de la arquitectura suele ser el maestro. Se encarga de gestionar todas las transmisiones; para ello, interroga a todos los esclavos uno tras otro, de modo continuo o a consecuencia de un acontecimiento. Los esclavos contestan a las interrogaciones y ejecutan las instrucciones dadas por el maestro.

Referente al control y mando de las redes eléctricas, la organización que suele utilizarse más a menudo y que es más segura es la de tipo maestro - esclavo. En cuanto a la transmisión de los datos, es de tipo serie. Esto significa que las informaciones codificadas en binario (0/1) son enviadas una tras otra en un mismo soporte. Las ventajas de esta transmisión son ante todo un cableado muy simple y una buena inmunidad a las perturbaciones exteriores.

**d) Soportes materiales de transmisión.** La transmisión de las informaciones requiere también disponer de uno o varios soportes materiales. En el caso del control y mando de las redes eléctricas, los soportes utilizados son los siguientes:

- Par de hilos de transmisión, cable coaxial (conexiones telefónicas especializadas o red telefónica conmutada nacional),
- Onda de radio (haces hertzianos),
- Cable de energía (caso de las ondas portadoras en la línea).

La fibra óptica está todavía en fase experimental porque, a pesar de su gran ventaja de ser insensible a las perturbaciones de naturaleza eléctrica, su coste de instalación sigue siendo un freno importante. En la gestión de carga de las redes, por ejemplo para el envío de las señales de cambio de tarifa por E.D.F. o el envío de órdenes de desconexión en los Estados Unidos. Pero están en fase experimental para otras aplicaciones, por ejemplo la telelectura de los contadores de energía o la reconfiguración de la red después de un defecto. De hecho, hoy en día, no se impone ningún tipo de soporte; su elección depende de distintos criterios:

- Número de informaciones a transmitir,

- Frecuencia (número y periodicidad) de los intercambios,
- Velocidad requerida para los intercambios,
- Naturaleza de las informaciones,
- Distancia de transmisión,
- Relieve del terreno (ejemplo: zona montañosa),
- Coste de la información intercambiada.

En la práctica, un distribuidor de energía eléctrica utiliza siempre distintos soportes:

- Las líneas especializadas (2 hilos de transmisión) para el control y mando de las obras importantes (subestación AT/MT, centro MT/MT),
- Las conexiones radioeléctricas o telefónicas para el control y mando de las obras secundarias (centro MT/BT e interruptor MT aéreo telemandado),

- e) **Protocolos de transmisión.** El protocolo es el lenguaje utilizado para intercambiar informaciones entre las distintas unidades de protección, control y mando en una arquitectura. Define la estructura de los mensajes intercambiados, tanto para la solicitud de información como para los mensajes de respuesta.

Estos protocolos pueden ser específicos de un constructor de materiales (o de varios constructores) o estandarizados y normalizados. En lo que concierne a la distribución pública, en el concepto de arquitectura presentado anteriormente y que va generalizándose, los distribuidores se esfuerzan en normalizar los protocolos entre los niveles 2 y 3 (Pág. 43). En cambio, las transmisiones internas de las apartamentos quedan a la iniciativa de sus constructores. Dialogar según el protocolo elegido en una arquitectura es una condición indispensable para que un material pueda integrarse a dicha arquitectura.

Lo que destaca de las situaciones actuales es la diversidad según los países:

- Diversidad de los esquemas eléctricos y de su protección,
- Diversidad de las elecciones técnicas de base,
- Diversidad de los modos de explotación.

Sin embargo, el conjunto de los distribuidores pronostica dos importantes evoluciones a largo plazo: la evolución hacia un sistema de MT y la evolución hacia la gestión automática de las redes de MT.

- a) **Evolución hacia un sistema de MT.** Como se ha visto en las páginas anteriores, una red de distribución eléctrica de MT se realiza a través de la relación de dos redes:

- La red de energía, cuyo objetivo consiste en transportar la electricidad hacia los puntos usuarios, se concreta con el esquema unilineal y se compone de aparatos electrotécnicos, transformadores, cables, etc.
- La red de información, cuyo objetivo es tratar correctamente los datos para conseguir una mayor seguridad y disponibilidad total de dicha red.

Concretada por los planes de protección, control y mando, esta red se compone de unidades de protección, control y mando que, asociadas entre sí por una red de comunicación de altas

prestaciones, se localizan:

- A nivel de los aparatos de MT,
- A nivel de los centros,
- A nivel de la propia red eléctrica.

Así es como, desde la concepción a la explotación de una red eléctrica, "el Hombre Media Tensión" se convierte en un "Hombre Sistema".

- b) Evolución hacia la gestión automática de las redes de MT.** Después de las revoluciones agrícolas e industriales, la de la comunicación crea nuevas necesidades y nuevas soluciones y éste, de modo irreversible. La etapa siguiente será la utilización de sistemas expertos para analizar y explotar automáticamente las redes.

Pero lo que frena esta futura evolución es el estado de las redes existentes. En efecto, estas no han sido concebidas en una óptica de explotación automatizada: sus esquemas complejos y no repetitivos no facilitan un análisis racional. Los distribuidores se han percatado de este obstáculo. Por esto, en sus orientaciones a largo plazo, la simplificación y racionalización de los esquemas de las redes aparecen como nuevos objetivos que requieren largas y costosas inversiones. Sin esperar esta futura etapa, experimentan permanentemente soluciones adaptadas a los esquemas actuales de sus redes de MT.

Asimismo, los constructores utilizan las más recientes tecnologías para que los distribuidores puedan beneficiarse de ellas. Obviamente, el "Hombre", debe siempre guardar el dominio de tales Sistemas. Y mientras los tratamientos de la información nacidos de la informática aportan ya a los distribuidores de energía un mayor conocimiento y comprensión de sus redes eléctricas, los años futuros aportarán soluciones innovadoras que contribuirán a alcanzar el objetivo principal: satisfacer las necesidades de los consumidores de energía eléctrica, con una calidad de servicio óptima.

## 2.4. Protecciones Utilizadas en los Sistemas de Distribución de Chilectra S.A.

Un sistema de distribución es vital dentro de la función del sistema de potencia completo para proveer servicio eléctrico de calidad. De ahí que es muy importante conocer los diversos esquemas de protecciones que se pueden aplicar; tanto en Distribución Primaria (media tensión), como en Distribución Secundaria (baja tensión).

### 2.4.1. Esquemas de protecciones en Distribución Primaria (MT).

Por las características de estos sistemas, se aplican fundamentalmente esquemas de protecciones de sobrecorriente, que son aquellos esquemas destinados a detectar o sensar exclusivamente aumentos de corrientes por sobre su valor nominal como sucede realmente con los cortocircuitos y las sobrecargas. Los principales dispositivos de protecciones utilizados en Distribución Primaria son:

- a) **Fusibles de Distribución.** Es la protección de sobrecorriente más simple conocida y su funcionamiento se debe a que deja circular la corriente nominal del circuito que protege, pero al circular una corriente de falla o de cortocircuito, este fusible se funde, aislando la falla.

Para un determinado fusible existen dos curvas características de operación: curva mínima de fusión (Minimum Melting) y curva de tiempo total de despeje (Total Clearing). La primera curva se refiere a la corriente suficiente para reblandecer y fundir el hilo metálico en un tiempo dado, la segunda curva indica el tiempo total de despeje de una falla de magnitud determinada. La curva de operación de los fusibles corresponde a una característica extremadamente inversa. Este hecho indica que su uso es exclusivamente en los sistemas de Distribución, teniendo una aplicación restringida en los sistemas de transmisión.

Todo fusible se construye básicamente con un conductor de metal especial, el cual puede implementarse a través una pieza portafusible o ir expuesto directamente al aire libre a través de soportes especiales. Cuando una falla ocurre, el hilo metálico es fundido por el alto calor producido por la magnitud de la falla, interrumpiendo el circuito en ese mismo instante se produce un arco que debe ser rápidamente extinguido, ya que éste representa una vía de circulación para la corriente de cortocircuito.

Para aplicar un fusible, deben ser conocidos los siguientes datos del sistema de distribución primaria:

- Voltaje nominal del sistema,
- Corriente de carga,
- Tipo de sistema.
- Máxima corriente de cortocircuito en el punto de aplicación del fusible.

Esos factores descritos anteriormente determinan los rangos del fusible a utilizar:

- Corriente nominal del fusible,
- Voltaje nominal del fusible,
- Capacidad de ruptura del fusible.

Además, según sea la distribución aérea o subterránea, es el tipo de fusible a implementar, pudiendo ser encapsulado, con pieza portafusible, en aceite, etc.

- a.1) **Fusibles de distribución en alimentadores aéreos.** Se recomienda utilizar fusibles de diferentes rangos pero siendo de un mismo tipo y procedencia (fusible tipo), con el objeto de asegurar una buena coordinación entre los fusibles mismos y entre ellos y el resto de los

equipos de protección.

Para distribución primaria aérea es común en ciertas empresas del país, utilizar exclusivamente fusibles que obedecen a normas NEMA – IEEE del tipo T y que por fabricación corresponden a velocidad lenta de operación.

El hilo fusible va dentro del cartucho, formando un conjunto que se encuentra sujeto por la pieza portafusible, la cual va al aire libre. La disposición de estos fusibles es uno por fase y se ubican en postes de alturas normalizadas y por debajo de las líneas de distribución primaria.

Cuando ocurre una falla, el elemento fusible es fundido por la corriente de falla. En ese instante se establece un arco, que corresponde a una vía de conducción de partículas ionizadas, el cual debe ser rápidamente extinguido, para prevenir daños al sistema y equipos.

La extinción del arco se efectúa en el interior del tubo o cartucho, mediante el Principio de Expulsión. El largo y sección transversal de los elementos fusibles determinan la corriente y el tiempo necesario para fundir el elemento.

La capacidad de ruptura de los fusibles tipo T empleados en la red de distribución primaria es de 10.000 (Amperes simétricos).

Para los rangos de fusibles usados hasta 65 [A], se tiene:

Tabla 2.3. Capacidad de Corriente de Fusibles tipo T

FUSIBLE TIPO T Rango Corriente Nominal [A]	CAPACIDAD TRANSPORTE Régimen permanente [A]
6	9
8	12
10	15
12	18
15	23
20	30
25	38
30	45
40	60
50	75
65	95

**a.2) Fusibles de Distribución en Alimentadores Subterráneos.** Estos fusibles se instalan en la red misma (arranques por ejemplo) o en el lado primario de Transformadores de Distribución. Es común utilizar fusibles que obedecen a curvas de corriente-tiempo del tipo E, en velocidad de operación lenta y normal.

**b) Seccionalizadores Automáticos.** Corresponden a pequeños interruptores automáticos que no poseen capacidad de ruptura para abrir por sí solo en el despeje de fallas. El seccionalizador automático es un dispositivo de protección más sofisticado que el fusible, por lo que permite ser usado en zonas de más alta densidad de carga y en lugares más cercanos a la barra de media tensión de la subestación receptora.

Además son dispositivos de protección bastante económicos, que se utilizan para mejorar la calidad del servicio de las redes de distribución que se encuentran dotadas de reconectores automáticos o de esquemas de protecciones en base a relé-interruptor de poder. Se deben utilizar exclusivamente en el lado de carga (aguas abajo) del dispositivo que interrumpe la falla.

Los dispositivos de protección que se utilizan para interrumpir fallas son: reconectores automáticos y los interruptores de poder. Ambos dispositivos deberán estar dotados de Reconexiones automáticas, con el objeto de ser utilizados correctamente con los

seccionalizadores.

Ningún seccionalizador puede abrir por si mismo durante el transcurso de la falla, en cambio pueden cerrar contra fallas sin ningún problema. Además, pueden efectuar operaciones manuales de cierre y apertura con corriente de carga normal. El modo de operación de cualquier seccionalizador puede describirse de la siguiente manera: para fallas producidas aguas abajo del seccionalizador, este cuenta las operaciones del dispositivo de respaldo dotado de reconexión automática y abre durante el 1º, 2º o 3º intervalo de reconexión del dispositivo de respaldo dependiendo del ajuste entregado, o sea, el seccionalizador abre para cualquier ajuste, en el momento en que el dispositivo de respaldo está abierto.

En su operación se destaca un intervalo de reconexión y un intervalo de operación correspondiendo el primero al tiempo durante el cual se encuentra abierto y el segundo corresponde al tiempo durante el cual se encuentra presente la falla (dado por las curva de operación del dispositivo).

Como ejemplo suponemos una falla permanente aguas abajo del seccionalizador: en este caso el seccionalizador cuenta dos operaciones de sobrecorriente del dispositivo de respaldo y abre luego durante el 2º intervalo de reconexión.

- c) **Reconectores Automáticos.** Un reconector automático, corresponde a un interruptor con capacidad de ruptura, que posee la necesaria inteligencia de sensar sobrecorrientes e interrumpir esas sobrecorrientes para luego después de un tiempo predeterminado reconectar automáticamente, con el objeto de volver a energizar la línea. Si la falla es permanente, el reconector abrirá definitivamente quedando en posición lockout, después de una predeterminada secuencia de operaciones y reconexiones, con el fin de aislar la sección de línea fallada de la parte principal del circuito.

El reconector automático, por estar dotado de la función de "operación y reconexión" tiene la gran ventaja de eliminar prolongadas interrupciones de servicio en los sistemas de distribución, debido a fallas transitorias o condiciones transitorias de sobrecorriente. Este hecho es de suma importancia, teniendo a mano las estadísticas mundiales en los sistemas de distribución, los cuales señalan que el mayor porcentaje de fallas son de tipo transitorio y que son despejadas en los primeros intervalos de reconexiones.

Los reconectores son dispositivos no direccionales, por lo cual operan para fallas que se produzcan en cualquier lado del reconector (lado fuente o carga).

Las aperturas y reconexiones que efectúan los reconectores se realizan de acuerdo a un programa predeterminado. Para comprender bien en qué consiste este programa es necesario precisar los siguientes conceptos:

- c.1) Secuencia de operación.** Los reconectores pueden ajustarse para un máximo de cuatro aperturas y tres intervalos de reconexiones. Las aperturas las puede realizar operando en dos tipos de "curvas características tiempo corriente" rápidas y retardadas. En un programa las operaciones pueden ser todas en curva rápida, retardada o una combinación de ambas. A esto se le denomina secuencia de operación.
- c.2) Número total de operaciones o aperturas.** Los reconectores permiten seleccionar desde una apertura hasta un máximo de cuatro. El número elegido depende del estudio de coordinación.
- c.3) Curvas de operación.** Cada punto de una curva representa el tiempo de despeje de la falla para un determinado valor de corriente de cortocircuito. El tipo de curvas a emplear depende de cada situación en particular y del estudio de coordinación. En un estudio, en que se empleen ambos tipos de curvas, las curvas rápidas siempre preceden a las retardadas.
- c.4) Tiempo de reconexión.** Son los intervalos en que el reconector permanece abierto a partir de una operación automática hasta la orden de reconexión correspondiente.

- c.5) Tiempo de reposición o reset.** Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programa cuando no se ha cumplido su ciclo completo de operaciones (falla transitoria). En algunos reconectadores este tiempo se cuenta desde la primera apertura.
- d) Esquema Relé Interruptor.** El esquema relé - interruptor es ampliamente utilizado en distribución primaria para sensar e interrumpir sobrecorrientes cuando sobrepasan cierto valor predeterminado. Después de un intervalo de tiempo, puede reconectar con el objeto de volver a energizar la línea. Si la falla es permanente, el interruptor abrirá definitivamente después de una predeterminada secuencia de operaciones de apertura y reconexiones, con el fin de aislar la sección de línea fallada de la parte principal del circuito.

El elemento encargado de las reconexiones automáticas puede corresponder a un relé de reconexiones que se instala en conjunto con el relé de protección, en caso que este último sea de tecnología electromecánica.

En el caso de relés de tecnología digital, éstos traen en forma integrada todas las funciones de protección de sobrecorriente, además de los elementos para las reconexiones automáticas. Este esquema esta orientado fundamentalmente para despejar de corrientes de falla o cortocircuitos.

Aunque con los ajustes generalmente se consigue algún grado de protección para las sobrecargas. Este esquema en términos generales esta conformado por los siguientes componentes:

- d.1) Transformadores de corriente (TTCC).** Son los elementos que en cada instante esta entregando información (en términos de corriente secundaria) sobre el estado del sistema eléctrico.
- d.2) Relés de Sobrecorriente.** Son los elementos inteligentes de este esquema, ya que en base a la información entregada por los TT/CC, se puede discriminar entre las condiciones anormales o fallas y normales. Los relés, al detectar condiciones anormales, entran en acción (operan) cerrando contactos que en forma directa o indirecta habilitan los circuitos de apertura de los interruptores de poder.
- d.3) Interruptores de poder.** Son los dispositivos de potencia con capacidad de ruptura, que al ser comandados por los relés, o bien, voluntariamente por los operadores, cumplen con la función de aislar los equipos, desconectándolos.
- d.4) Circuitos de control.** Son los elementos y dispositivos que interconectan los tres componentes anteriores.

Los relés de sobrecorriente pueden ser de construcción electromecánica o de tecnología más avanzada como los digitales. En un esquema de protección trifásico con relés electromecánicos, normalmente se usan cuatro relés de sobrecorriente: tres para fallas entre fases y un relé conectado en forma residual para fallas a tierra. En el caso de usar relés digitales, existen aquellos que son unitarios en donde se encuentran integradas, tanto las protecciones de sobrecorriente para fallas entre fases, como la protección de sobrecorriente residual.

#### 2.4.2. Esquemas de protecciones en Distribución Secundaria (BT).

En términos generales, se mencionarán las principales protecciones utilizadas en el lado Baja Tensión (380 Volts – 220 Volts) de los transformadores de distribución.

- a) Fusibles.** En nuestro país, los transformadores de distribución normalizados, utilizan en baja tensión fusibles tipo reja de capacidades nominales de 80 A.; 160 A.; 235 A.; 250 A. y 300 A., y tienen una o dos salidas, según la capacidad del transformador. En baja tensión, también se utilizan los fusibles DIAZED y NH.
- b) Fusibles Diazed.** Son fusibles de no muy alta capacidad de ruptura (70 KA). Posee características de limitación de corrientes, y responden a las normas VDE 0635, 0636.

- c) **Fusibles NH.** Su principal ventaja es que posee mayor capacidad de ruptura, en el orden de los 100 kA. También presenta limitación de la corriente de cortocircuito. Responden a las normas DIN 57636, IEC 269 y VDE 0636.
- d) **Interruptores Termomagnéticos.** Se están utilizando tanto como protección a la salida de los transformadores de distribución, como en protección de empalmes. Dado que en el mercado actual existe gran variedad de interruptores termomagnéticos, convendría que la empresa distribuidora que los piense utilizar normalizara el rango de las curvas de operación, de manera que los interruptores aceptables debieran operar dentro del campo limitado por las curvas máxima y mínima de este rango.

### 2.4.3. Criterios de Selección de Equipos de Protección en Sistemas de Distribución de Media Tensión

En los sistemas de distribución primaria (media tensión) existen dos tipos básicos de alimentación: Radial y Enmallada o en Anillo. En cada uno de ellos se aplican esquemas de protecciones, que están bien definidos, es así que en los Alimentadores radiales, se aplican exclusivamente protecciones de características no direccionales (fusibles, reconectador automático, seccionalizador automático, etc.).

En cambio, en los sistemas enmallados, se aplican solamente protecciones de características direccionales (relés de sobrecorriente direccionales, relés de potencia inversa, etc.).

La gran mayoría de los sistemas de distribución primaria son de alimentación radial, osea, el flujo de corriente se dirige en un sólo sentido desde la fuente hacia las cargas.

Por la topología que poseen los alimentadores radiales, las protecciones se instalan en los lugares siguientes:

- Protección principal instalada en el origen del alimentador.
- Protecciones de líneas en troncales del alimentador.
- Protecciones en arranques.
- Protecciones en arranques a clientes industriales.

#### a) Criterio de selección de protecciones en el origen del alimentador.

La protección en el origen del alimentador deberá ser bastante confiable, rápida en la operación y flexible para sus ajustes.

El criterio para seleccionar un esquema de protección depende tanto de razones técnicas como económicas.

En el origen de alimentadores existen dos alternativas:

- Emplear Reconectores automáticos.
- Emplear Interruptor con protecciones independientes.

La elección final se inclina por el esquema de Interruptor con protecciones independientes debido a lo siguiente:

**a.1) Señalización.** El interruptor ofrece mayores posibilidades de envío de señales local y remota.

**a.2) Operación.** El interruptor es mucho más independiente para la operación, por cuanto el reconectador necesita estar energizado por el lado de la barra y en caso de eventualidades donde es un problema tener la barra energizada.

- a.3) Mantenimiento.** El interruptor representa más facilidades para el análisis de fallas y reemplazo de componentes en caso de ser necesario. En el caso de falla del reconectador, en ocasiones este debe reemplazarse por completo.
- a.4) Capacidad de Ruptura.** El interruptor está diseñado para elevadas corrientes (desde 20 kA) satisfaciendo cualquier condición de operación.
- a.5) Seguridad de Operación.** El interruptor permite realizar operaciones mucho más seguras debido a su estructura de tipo caja. Las fallas se circunscriben al interior del interruptor, no así en el reconectador, ya que en este caso se producen proyecciones de material por efecto de la expulsión interna brusca.

### 3.2. Detección y Análisis de Anormalidades en un Sistema Eléctrico de Distribución.

El funcionamiento anormal de un sistema o de componentes de éste, se puede detectar por los fenómenos eléctricos y físicos que siempre acompañan a esta anomalía. La discriminación entre condiciones de funcionamiento normal y anormal, fallas y perturbaciones y tipo de falla corresponde a los sistemas de protección. Estos, al recibir la información desde los transformadores de medida, mediante cambios de magnitud y fase de la variable medida, usan la variación de éstos fenómenos físicos empleándolos para la detección de fallas. Los fenómenos que aparecen en las anomalías son:

- a) **Aumento de la corriente.** Como se explicó anteriormente, un cortocircuito se traduce en un aumento de la corriente sobre su valor nominal. Constituye el método más sencillo de protección, denominado "por sobrecorriente" (50 ó 51).
- b) **Disminución del voltaje.** Se emplea ampliamente para proteger motores y aparatos que sufran daños al recibir un voltaje inferior al normal (27). Este fenómeno también se emplea para alimentar relés de verificación, los que deshabilitan circuitos de partida de motores que requieren la atención de un operador para iniciar la marcha. En contra de lo que podría pensarse, no se emplea para detectar cortocircuitos por ser variable entre el punto de falla y el punto de generación. Por otra parte, esta protección operaría al desenergizar el circuito de poder.
- c) **Aumento del voltaje.** El aumento del voltaje es, en general, peligroso para todos los elementos de un sistema eléctrico y en especial para las máquinas. Como causa más común de sobrevoltaje de componente fundamental es la sobreexcitación de alternadores, éste fenómeno se emplea justamente en ellos. Es posible que el sobrevoltaje se presente debido al Efecto Ferranti, pero no es posible de controlar pues su efecto principal está ubicado en el extremo opuesto al punto de conexión, por lo tanto, debe considerarse en el diseño de los sistemas. La protección para éste fenómeno se denomina "por sobrevoltaje" (59). Las sobretensiones de onda no fundamental, aperiódicas, generalmente se protegen por pararrayos.
- d) **Comparación de corrientes.** En las zonas de un sistema en donde no hay consumos, la corriente que entra y sale debe cumplir una relación bien determinada. Si el acoplamiento es conductivo la razón es 1:1; si es inductivo, la razón es inversa a la razón de voltajes. Al ocurrir un cortocircuito, en estas zonas se pierde la relación anterior, lo que se utiliza para aplicar protecciones llamadas "diferenciales" (87). Las protecciones diferenciales tienen una serie de cualidades, pero están limitadas por la distancia entre los dos puntos de medida. En forma similar, al comparar las corrientes que entran a una línea de doble circuito, se han desarrollado las protecciones llamadas "de corrientes balanceadas" (61).
- e) **Aumento de la Temperatura.** El aumento de la temperatura se emplea para proteger contra las "sobrecargas" (49). La protección consiste en alimentar con corriente un dispositivo que dispone de un calefactor y que en su conjunto tiene la misma constante de tiempo de calentamiento que la máquina. Al ajustarse este dispositivo para operar a cierta temperatura, su funcionamiento es independiente del valor instantáneo de la corriente y en consecuencia permite la operación de la máquina en regímenes de sobrecargas no peligrosas.

En transformadores de poder se usa la protección llamada "imagen térmica"; la que consta de un calefactor, alimentado por un transformador de corriente ubicado en el aceite del transformador. El aumento de temperatura es detectado por un instrumento del tipo Puente de Wheatstone que indica su valor instantáneo, puede dejar indicación del valor máximo alcanzado y cerrar un contacto que comanda una alarma. En alternadores se usan termostatos ubicados dentro del housing, ajustados para detectar altas temperaturas ocasionadas por incendios; por lo cual comandan los circuitos encargados de la detección, desenergización y extinción de incendios (23).

- f) **Variación del Flujo de Potencia.** La variación de la magnitud y del sentido de la potencia se puede usar en forma combinada o por separado. La variación del sentido de la potencia se usa en algunos casos para impedir el trabajo de un alternador como motor sincrónico, es decir, evitar el efecto que en la práctica se acostumbra llamar "motoreo". Estas protecciones se llaman

"direccionales de potencia" (67).

La variación de magnitud se usa en protecciones de "sobrepotencia activa o reactiva" cuando se desea, por ejemplo, independizar un pequeño sistema que se encuentra interconectado con otro de mayor capacidad, cuyas fuentes de generación se han desconectado. Con esto se evita perder el servicio en el sistema más pequeño al desconectarse por sobrecarga. En forma similar se pueden usar protecciones de "sobrepotencia capacitiva" para evitar mantener energizadas líneas de alta tensión en vacío inoficiosamente que producen una anomalía del voltaje del sistema.

- g) Disminución de la impedancia o reactancia.** Mediante la información de voltajes y corrientes y de circuitos o elementos auxiliares, se alimentan relés de protección que miden en todo instante la impedancia y/o reactancia por fase en el sentido de su operación, operando cuando ésta baja de cierto valor, conforme a su curva característica.

Si a lo anterior se agrega que la impedancia que se mide en un punto del sistema, es el valor que resulta de sumar los parámetros del sistema (aguas abajo) y del consumo, al quedar cortocircuitado éste último, se produce una disminución del valor medido, el cual podría ser el valor de ajuste para la operación de la protección. A éstas protecciones se les denomina "direccionales de distancia" (21) y se emplean en líneas de transmisión.

- h) Aparición de voltajes y corrientes residuales.** Mediante la conexión de transformadores de medida (de corriente y potencial), es posible obtener corrientes y voltajes residuales en sistemas conectados a tierra. Ellos se presentan al producirse fallas con retorno por tierra. Estas magnitudes pueden alimentar relés de protección que operan de acuerdo a sus características y en forma direccional, es decir sólo en la dirección del flujo de potencia que toma la falla.

Cuando éstos relés son direccionales se les llama "direccionales de tierra" (57N) o "direccionales de distancia de tierra" (21N), dependiendo de su característica. Cuando sólo se alimentan con corriente residual, se les denomina protecciones de "sobrecorriente residual" (51N).

La corriente residual se puede obtener también de los neutros de los transformadores de poder, o bien, de la conexión en paralelo de transformadores de corriente ubicados en cada fase de los enrollados delta de los transformadores de poder. En sistemas aislados de tierra es posible detectar, con la conexión de transformadores de potencial en delta inconclusa, contactos de una fase a tierra.

### 3.2.1. Protección de respaldo.

La protección de respaldo es aquella que tiene como objetivo aislar la falla cuando la protección principal no ha cumplido su función. Se emplea contra cortocircuitos solamente, ya que para otros tipos de fallas resulta poco económica. Aún para este tipo de falla no siempre se considera y su empleo obedece a los siguientes factores:

- Importancia y costo del equipo protegido
- Probabilidad de fallas
- Importancia de no producir perturbaciones en el resto del sistema.
- Consecuencias de la pérdida de suministro.

El respaldo puede variar desde la total duplicidad de un esquema de protección de cierto equipo de poder, hasta la duplicación de sólo los relés que, según sea el caso, son de diferentes características de funcionamiento. Existen dos formas de proveer de protección de respaldo:

- a) Respaldo Remoto.** Es el esquema de protección que, ubicado en otro punto del sistema, provee protección temporizada cuando la protección principal no aísla o despeja la falla en el tiempo previsto. Por lo general, estas protecciones cumplen en su lugar el papel de protecciones

principales, de acuerdo a sus características de operación.

En realidad, el respaldo remoto se basa en la característica de selectividad que deben cumplir los esquemas de protección entre si, aunque estén ubicados en puntos diferentes del sistema.

**b) Respaldo Local.** Se puede dar de dos formas:

- b.1)** Por selectividad de esquemas ubicados en la misma localidad, a semejanza del respaldo remoto. Tal es el caso de las protecciones de sobrecorriente de un transformador de poder y de las líneas de distribución que se alimentan de éste.
- b.2)** Mediante la duplicación en forma parcial o total de los componentes de un esquema de protección. En sistemas de transmisión superiores a 100 MW, se realiza el respaldo local mediante la duplicación de los componentes de los esquemas de protecciones como es el caso de las protecciones de líneas de transmisión con ondas portadoras y las convencionales.

### 3.2.2. Necesidades de Información.

La importancia de comprender los incidentes en la red justifica cada vez más la necesidad de informaciones, que los distribuidores satisfacen mediante estudios estadísticos. Estos trabajos de análisis tienen como propósito:

- Clasificar y codificar los incidentes.
- Determinar sus orígenes y causas.
- Tratar estadísticamente la frecuencia con la cual ocurren.
- Buscar las correlaciones.
- Estudiar comparativamente las prestaciones de distintas topologías.
- Analizar los resultados según los equipos instalados y los métodos de explotación utilizados.

Estas estadísticas son una herramienta de ayuda a los distribuidores para la concepción, explotación y mantenimiento de las redes de distribución pública. Además, para poder decidir acerca de las mejores soluciones a elegir, la calidad de servicio debe poder cuantificarse y medirse, y no calibrarse ya de manera subjetiva.

Para ello se crean nuevas herramientas (basadas en modelos matemáticos) con, en particular, la noción de energía no distribuida. E.D.F. utiliza, en particular, para la medición de coste de la falta de calidad en distribución aérea de MT, la fórmula:

$$\text{Falta de Calidad} = A \cdot N \cdot N \cdot P + B \cdot N \cdot P \cdot T, \quad (3.1)$$

Donde:

N: número de cortes permanentes por circuito,

P: potencia media por circuito en kW,

T: tiempo medio de interrupción por defecto, A y B: coeficientes de evaluación económica, (en 1990, para EDF en Francia: A = 6 Francos/kW y B = 13,5 Francos/kWh).

Pero la medición de la calidad de servicio puede requerir tomar en cuenta parámetros más numerosos. La complejidad de las fórmulas de cálculo y las simulaciones a efectuar, justifican entonces el desarrollo de software cada vez más eficaces para ayudar a tomar una decisión. Para medir la

fiabilidad del suministro de energía al cliente residencial de BT, los distribuidores prefieren utilizar el criterio de grado de indisponibilidad: se trata del tiempo acumulado anual durante el cual un cliente medio está privado de electricidad por culpa de un defecto en la red eléctrica (AT, MT y BT).

En fin, es importante constatar que un gran número de las incidencias en un abonado BT son debidas a la red MT (60% según un estudio E.D.F.).

Las redes, los materiales y los hombres evolucionan Sin embargo, no hay que olvidar que el rendimiento de una red depende ante todo de su topología. Ahora bien, en el mundo, las redes actuales son el resultado de una acumulación histórica de estructuras a medida que crecieron las necesidades. Además, una red envejece y requiere permanentemente esfuerzos, tanto de mantenimiento como de renovación, para conservar sus prestaciones y evitar incidentes que son fuentes de Energía no distribuida.

Para responder a estas necesidades, los constructores proponen por lo tanto equipos sin mantenimiento o de mantenimiento reducido; equipos para los cuales las operaciones de mantenimiento, modificación, adición, no perjudican la continuidad de servicio. Cada vez más, los distribuidores de energía tienen que emprender acciones de mantenimiento preventivo, en particular la auscultación de las obras mediante registro y análisis de los incidentes ocurridos en las redes (utilización de osciloperturbógrafos y registradores).

Para ello, la evolución de los equipos de protección, de control y mando con la tecnología numérica (microprocesadores) y el desarrollo de las redes de telecomunicación, ofrecen perspectivas de soluciones innovadoras en el mantenimiento predictivo.

Por último, la práctica de trabajos en tensión como la gestión a distancia de las redes (telegestión) son también elementos favorables a la mejora de la calidad de servicio, y reducen el número de cortes y su duración. Obviamente, todos estos desarrollos requieren una rápida adaptación del personal, similar al cambio de trabajo actual en los centros de control.

Existen todavía centros de control en los cuales los distintos estados de las redes son visualizados mediante el desplazamiento manual de símbolos en grandes sinópticos de varios metros cuadrados y las instrucciones relativas a las maniobras se escriben a mano en diarios.

En los nuevos centros, todas estas tareas se hacen en consolas informáticas, con:

- Todas las informaciones disponibles en tiempo real en pantallas (esquemas de las redes, descriptivo geográfico).
- El histórico de los acontecimientos registrado automáticamente (consignación de los estados).

## **Ajuste y Coordinación de Protecciones a Reemplazar.**

### **6.1. Cálculos y Ajustes del Sistema de Protecciones existente a Reemplazar.**

El objetivo de este capítulo es comprobar y realizar los cálculos necesarios para el esquema existente y el propuesto. Se procederá al cálculo de cortocircuito trifásico y monofásico en la Barra de 23 kV. Para realizar dicho cálculo, se debe tener información de la impedancia y conexión de los transformadores de poder y la impedancia equivalente de Thevenin del Sistema Chilectra.

La impedancia equivalente del sistema, corresponde a un equivalente de Thevenin que contiene las impedancias de las Líneas de Transmisión, Transformación, Generación, etc. La impedancia del transformador de poder se debe referir a una base común, para los cálculos se utiliza como potencia base 100 MVA (sistema Chilectra) y tensión base en Media Tensión 23 kV, que es la que corresponde en este caso a la del Transformador de Poder que sirve a este alimentador.

La impedancia porcentual del Transformador de Poder aparece en base propia en la placa de características; para realizar los cálculos se referirá este valor a la base estandar utilizada en Chilectra: 100 MVA con 23 kV.

Para calcular el cortocircuito monofásico, se deben conectar en serie las tres mallas de secuencia positiva (+), negativa (-) y cero (0). Para la malla de secuencia (0) solo interviene la impedancia de secuencia (0) del Transformador de Poder  $Z_{0T}$ , ya que la conexión del transformador de poder es Delta-Estrella aterrizada.

Para obtener el valor de la impedancia de secuencia (0) del Transformador de Poder Chilectra usa el factor 0,85 de la Reactancia de Secuencia Positiva.

#### **6.1.1. Método Ajuste de Protección de Sobrecorriente.**

1. Corriente Mínima de Operación (IMO) en términos primarios del componente a proteger.
2. Corriente Mínima Operación en términos secundarios del TC:  $\text{Tap} = \text{IMO} / \text{Relación}$  en amperes.
3. Luego con este valor de tap, se selecciona el tap inmediatamente superior que se encuentra en el rango de ajustes de la protección.
4. Búsqueda del Lever: ajuste de la curva de operación que indica el tiempo en que opera el relé para una determinada falla.
5. Estudio Tiempo-Corriente entre todas las curvas de operación de las protecciones conectadas en serie. Para cualquier falla se acepta una distancia mínima entre curvas (tiempo de paso) de 0,35 a 0,40 segundos.
6. Aplicación de la IMO y del Lever a la unidad de tiempo del relé.