

# Energía Sistema Retransmision Una introducción

por:

**AP Sakis Meliopoulos**

Profesor Distinguido de Georgia Power Escuela  
de Ingeniería Eléctrica e Informática Instituto  
de Tecnología de Georgia

y:

**George J. Cokkinides**

Profesor visitante  
Escuela de Ingeniería Eléctrica e Informática  
Instituto de Tecnología de Georgia

Copyright © AP Sakis Meliopoulos - 1996-2020

## **Expresiones de gratitud**

A completar.

BORRADOR e INCOMPLETO

**Tabla de contenido**

de

AP Sakis Meliopoulos y George J. Cokkinides

**Retransmisión, teoría y aplicaciones del sistema de potencia**

<b>Capítulo 1</b>	<b>4</b>
<b>4 Relés del sistema de potencia - Introducción</b>	<b>4</b>
1.0 Introducción	4
2.0 El sistema de energía	5
3.0 Clasificación de relés	6
4.0 Componentes del sistema de protección de relés	12
4.1 Subsistema de instrumentación	15
4.2 Relés de protección	20
4.3 Fusibles	22
4.4 Disyuntores	23
5.0 Zonas de protección	25
6.0 Objetivos de los relés de protección	26
7.0 Conozca el sistema de energía	28
8.0 Normas y libros	29
9.0 Automatización y relés del sistema de potencia	31
10.0 Retransmisión del sistema de energía: problemas de investigación	34
11.0 Retransmisión de sistemas de potencia: el sistema de protección del futuro	40
12.0 Banco de pruebas de relés del sistema de potencia	46
13.0 Problemas	48

# Capítulo 1

## Relés del sistema de potencia - Introducción

### 1.0 Introducción

Los sistemas de energía eléctrica están sujetos a fallas y fallas que resultan en condiciones inseguras y pueden dañar el equipo si persisten las condiciones defectuosas. Es imperativo desconectar el equipo defectuoso lo más rápido posible sin interrumpir la capacidad del sistema para servir las cargas eléctricas. Desde los primeros días de los sistemas de energía eléctrica, se desarrollaron tecnologías y procedimientos para lograr este objetivo. Los componentes clave de la tecnología son fusibles, relés e interruptores y circuitos de control asociados. La tecnología y las metodologías han evolucionado a lo largo de los años hasta convertirse en componentes de protección muy sofisticados con capacidades notables. Un componente clave de este sistema es el relé de protección que realiza el monitoreo del sistema, la lógica para identificar condiciones defectuosas o intolerables y tomar la decisión de cuándo interrumpir qué circuitos o iniciar procedimientos de apagado. Nos referimos a estos procedimientos como relés de protección. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad. Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [??] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad. Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [??] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera. El objetivo de los relés de protección es aislar de manera selectiva y confiable un componente defectuoso del sistema de energía en el mínimo tiempo posible para que (a) se minimice la exposición del sistema a condiciones de falla, (b) se eviten daños y (c) seguridad. Se minimizará el peligro para las personas dentro y alrededor de los sistemas de energía defectuosos. Lewis Blackburn [??] ha definido la retransmisión de protección de la siguiente manera.

*La ciencia, la habilidad y el arte de aplicar y configurar relés y / o fusibles para proporcionar la máxima sensibilidad a fallas y condiciones indeseables, pero para evitar su operación en todas las condiciones permisibles o tolerables.*

Hay dos cuestiones principales asociadas con los objetivos de la definición anterior de relés de protección: (a) monitoreo e identificación de una condición intolerable para la cual se debe proporcionar protección y (b) selección de la acción de protección para que la parte mínima posible del sistema será afectado. Estos problemas forman el núcleo de la retransmisión de protección. El hardware, los métodos, la lógica, la filosofía, etc. empleados para estos dos temas centrales han evolucionado a lo largo de los años. La experiencia ha dictado muchas prácticas de protección. El sistema eléctrico debe estar protegido contra dos tipos de fenómenos: (a) transitorios rápidos que normalmente duran muy poco tiempo pero tienen el potencial de dañar el sistema, tales como relámpagos transitorios y (b) condiciones defectuosas y posteriores condiciones perturbadas que pueden persistir en el sistema hasta que se tomen medidas para eliminar la causa de las condiciones defectuosas / perturbadas. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente. El primer tipo de fenómenos se caracteriza por voltajes transitorios altos con duraciones relativamente cortas (microsegundos, milisegundos) de energía relativamente baja, mientras que los segundos se caracterizan por una corriente alta y una duración relativamente más larga (decenas de milisegundos y más) y, por lo tanto, un alto contenido de energía. Es importante señalar que los dos tipos de fenómenos están interrelacionados. Por ejemplo, un voltaje transitorio rápido (debido a un rayo) puede causar una ruptura del aislamiento y, por lo tanto, una condición de falla de seguimiento permanente.

en el sistema.

Se utiliza un sistema en capas para proteger el sistema de energía. La primera capa, denominada sistema de protección contra sobretensiones, proporciona la protección del sistema contra los transitorios rápidos. La segunda capa, denominada sistema de protección por relé, proporciona la protección del sistema contra condiciones defectuosas / perturbadas. Este libro se centra en la segunda capa.

El problema de la protección por retransmisión es muy complejo. Para simplificar el problema, el problema de protección general se divide en problemas más pequeños con el uso del concepto de zona de protección. Una zona de protección es una pequeña parte de un sistema de energía (por ejemplo, una sola línea de transmisión, un solo generador, etc.). El diseño de un sistema de protección para una zona de protección (**zona** protección) es un problema relativamente más simple. Suponiendo que cualquier parte de un sistema de energía pertenecerá a una zona de protección, entonces el sistema de energía en general está protegido. El diseño de un sistema de protección para una zona de protección se enfoca solo en condiciones anormales e intolerables que son causadas por condiciones defectuosas solo en la zona de protección. Por lo tanto, el sistema de protección de zona está diseñado para responder a condiciones anormales e intolerables solo en su propia zona. Este enfoque de diseño de sistemas de protección cubre la mayoría de las condiciones anormales e intolerables en el sistema de energía para las cuales se debe proporcionar protección. Sin embargo, hay algunos fenómenos que involucran condiciones anormales e intolerables del sistema que no son locales para una sola zona de protección o pueden no involucrar una falla. por ejemplo, oscilaciones en todo el sistema provocadas por una falla que se ha identificado y eliminado con éxito. Estas oscilaciones (o condiciones perturbadas de seguimiento) pueden o no ser tolerables. En caso de que no sean tolerables, el sistema de protección debe diseñarse para proteger el sistema. Para estos casos, se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como " Se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como " Se necesita información del sistema general junto con la capacidad de determinar que la oscilación será intolerable y luego se deben tomar medidas. Nos referimos a este tipo de problemas como "**sistema** protección". Por lo tanto, el problema del diseño de protección puede verse como que consta de dos subproblemas: (a) diseño del sistema de protección para una zona de protección (**zona** protección), y (b) diseño de esquemas de protección del sistema para condiciones anormales del sistema (**sistema** protección).

## 2.0 El sistema de energía

Ocasionalmente, el sistema de energía eléctrica se ve afectado por fallas, equipos defectuosos y otras condiciones de funcionamiento anormales. El número de posibles tipos de perturbaciones es extremadamente grande. Los disturbios pueden ser temporales y tolerables mientras ocurren o permanentes e intolerables o temporales e intolerables. Un sistema de protección monitorea cantidades específicas del sistema de energía, típicamente tres voltajes y tres corrientes, y se espera que determine a partir de los datos recopilados el estado del sistema y si se debe tomar una acción. Algunas condiciones se determinan fácilmente (por ejemplo, un cortocircuito) mientras que otras requieren un procesamiento más sofisticado de los datos (por ejemplo, sobreexcitación del transformador, generador fuera de paso, etc.). Debido a que el sistema de energía es un sistema dinámico complejo,

El primer componente en el diseño de los algoritmos para clasificar la condición del sistema y si un relé debe actuar es una comprensión profunda del sistema de energía eléctrica y su respuesta a las perturbaciones. Es imperativo que la respuesta y el comportamiento del sistema a

Las perturbaciones y fallas por las que debemos protegernos son bien conocidas. Este conocimiento es necesario para el diseño de métodos adecuados de monitoreo y predicción que, cuando se aplican correctamente, proporcionarán el inicio adecuado de la acción protectora. Las funciones de protección del sistema requieren una comprensión profunda de las características operativas del sistema. "Sepa qué y para qué necesita proteger" es un principio general que se aplica vívidamente a la protección del sistema de energía eléctrica.

El segundo componente en el diseño de sistemas de protección es la filosofía de protección. ¿Por qué necesitamos una "filosofía de protección"? Por la sencilla razón de que es posible que tengamos un sistema de protección "demasiado conservador" que interrumpirá el servicio a los clientes por cada perturbación del sistema o un sistema "demasiado tolerable" que permitirá que las condiciones inseguras persistan en el sistema durante períodos más prolongados de hora. La filosofía de protección "marca la línea" entre estos dos casos extremos al tomar decisiones acertadas que minimizan las interrupciones del servicio, maximizan la vida útil del equipo y minimizan la exposición a condiciones inseguras para los seres humanos. Específicamente, hay muchas restricciones estrictas que deben cumplirse (seguridad, límites de operación del equipo, etc.) pero también hay espacio para muchas opciones. En general, La filosofía de protección imperante es aislar la mínima parte posible del sistema para todas las condiciones intolerables. El término condiciones intolerables implica una condición que dañará a las personas y / o al equipo.

El tercer componente que debe abordarse es qué fenómenos afectan el desempeño del sistema de protección. El sistema de protección comprende los relés, así como los dispositivos de interrupción y todos los controles asociados con los dispositivos de interrupción. La operación confiable de todo el sistema depende del diseño adecuado del sistema integrado, posibles procedimientos de autocomprobación, esquemas a prueba de fallas y procedimientos de mantenimiento. Un requisito obvio es que el sistema de interrupción (disyuntor, fusible, etc.) debe poder interrumpir la corriente de falla con éxito. Por ejemplo, si un interruptor está diseñado para funcionar de manera confiable para corrientes de falla por debajo de 40 kA y la corriente de falla real es de 50 kAs, es posible que el interruptor no pueda interrumpir la corriente de falla y aislar el dispositivo defectuoso, lo que provocará una falla del interruptor y condiciones anormales más graves. que la falla original. Abordaremos algunos de estos problemas en las secciones correspondientes.

### **3.0 Clasificación de relés**

Los relés se pueden clasificar de acuerdo con su función prevista, así como de acuerdo con la tecnología que utilizan. La Tabla 1.1 proporciona una clasificación de relés según su función prevista. En este libro nos centramos en los relés de protección, aunque muchas veces haremos referencia a otros tipos de relés. También es importante tener en cuenta que con la introducción de los relés numéricos, muchas funciones se pueden "empaquetar" dentro de un relé. Como resultado, la clasificación de relés en protección, monitoreo, reconexión, etc. se ha vuelto obsoleta desde un solo relé puede realizar muchas de estas funciones.

**Tabla 1.1 Clasificaciones de relés por función**

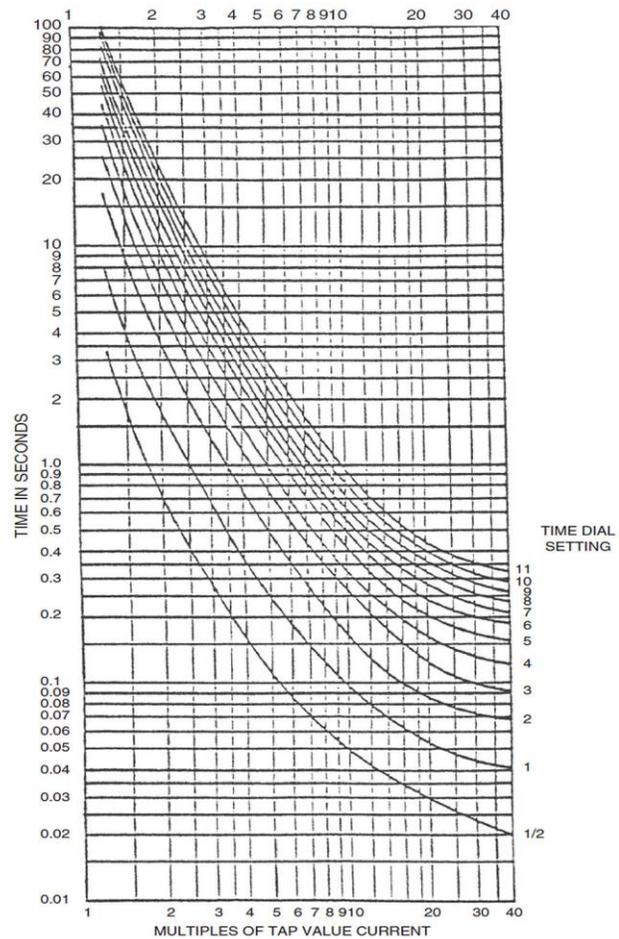
Protector
Vigilancia
Reconexión
Regulando
Auxiliar
Sincronizando

La tecnología de construcción de relés ha cambiado a lo largo de los años a medida que cambia la tecnología. La Tabla 1.2 proporciona una lista de las diversas tecnologías de relés a lo largo de los años.

**Tabla 1.2 Tecnologías de relés**

Electromecánica	1900
De Estado sólido	1960
Digital o numérico	Decenio de 1980

Inicialmente, los relés electromecánicos se introdujeron en las primeras etapas de la industria de la energía eléctrica. Los relés electromecánicos son sistemas electromecánicos que están diseñados para realizar una función lógica basada en entradas específicas de tensiones y corrientes. Esta tecnología comenzó con el relé de tipo émbolo muy simple y evolucionó hacia sistemas altamente sofisticados que realizaban operaciones lógicas complejas, por ejemplo, el relé mho modificado es un sistema que monitorea la impedancia del sistema como "visto" en un punto específico del sistema y actúa siempre que la impedancia se mueve a una región preespecificada (característica del relé). En los primeros años de la industria de la energía eléctrica, el relé de sobrecorriente de retardo de tiempo inverso se desarrolló en base al disco de inducción (Westinghouse) o la copa de inducción (GE). El relé del disco de inducción se ilustra en la Figura 1. 1. La función de protección de sobreintensidad de tiempo es una de las principales funciones de protección que se ofrecen en prácticamente todos los esquemas de protección. A lo largo de los años, los relés electromecánicos se convirtieron en sofisticados dispositivos lógicos analógicos con gran selectividad y fiabilidad operativa.



**Figura 1.1a Relé electromecánico. Tecnología: Disco de inducción, principio de Operación: Sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso**

La invención del transistor a finales de los años 40 y la posterior tecnología de estado sólido brindó la oportunidad de reemplazar los voluminosos relés electromecánicos por relés de estado sólido. El atractivo no fue solo la reducción de tamaño, sino la capacidad de implementar funciones lógicas aún más complejas. El desarrollo de relés de estado sólido fue muy lento debido a las preocupaciones sobre cómo funcionará la tecnología de estado sólido en el duro entorno electromagnético de las instalaciones eléctricas. Cuando los relés de estado sólido comenzaron a ser aceptables para la industria, el primer esfuerzo para desarrollar relés digitales (relés numéricos) se introdujo a finales de los sesenta y principios de los setenta. El primer relé informático se desarrolló en 1970 con una implementación de prueba en una subestación en California. Los relés de computadora parecían ser costosos en ese momento. Sin embargo, Los esfuerzos de retransmisión por computadora, junto con la introducción del microprocesador a principios de la década de 1980, llevaron al desarrollo del relé basado en microprocesador (relé numérico). El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento. El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento. El microprocesador proporcionó la capacidad de implementar funciones lógicas extremadamente complejas en un paquete muy pequeño y a bajo costo. Además, proporcionó la capacidad de implementar múltiples funciones lógicas con un solo microprocesador. Esta capacidad fue reconocida en las primeras etapas de la tecnología de microprocesadores. Sin embargo, dos problemas han mantenido el desarrollo a un ritmo muy lento.

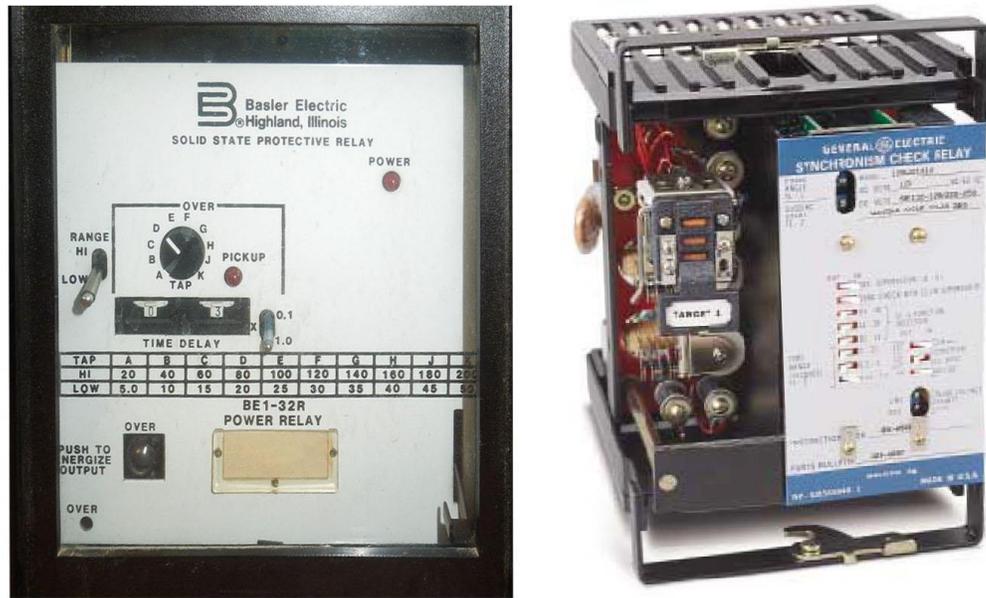


Figura 1.1b Relés de estado sólido.

**Tecnología: Circuitos lógicos y analógicos basados en transistores**

El primer problema fue el de la fiabilidad. Los microprocesadores funcionan a voltajes muy bajos. Un relé basado en microprocesador instalado en el duro entorno electromagnético de una instalación eléctrica puede ser vulnerable y, por lo tanto, la fiabilidad del relé puede verse comprometida. Si bien esto era cierto con los primeros sistemas, se desarrollaron diseños que reforzaban y protegían los sistemas de microprocesadores para una operación segura y confiable en el duro entorno electromagnético de las subestaciones e instalaciones eléctricas. El segundo problema fue el hecho de que los primeros microprocesadores no tenían la potencia informática necesaria para realizar los cálculos necesarios en tiempo real. Ambos problemas se han resuelto y olvidado. El primer relé comercial basado en microprocesador se introdujo en 1984 (Schweitzer Laboratories) y sus muchas ventajas impulsaron la tecnología a capacidades notables. La principal ventaja de estos relés es la capacidad de agregar funciones de protección simplemente aumentando el software en el microprocesador, permitiendo así relés multifuncionales en una sola caja, asumiendo que el microprocesador tiene suficiente capacidad informática para manejar los cálculos. Hoy en día, el relé basado en microprocesador (o relé digital o numérico) es un componente bien diseñado con una fiabilidad muy alta, capaz de funcionar en el duro entorno electromagnético de una instalación eléctrica y con una potencia de cálculo notable. Un relé digital es típicamente un relé multifuncional, es decir, realiza varias funciones de relé dentro de un solo dispositivo. La capacidad multifuncional del relé digital lo ha establecido como el dispositivo de elección tanto desde el punto de vista económico como de rendimiento. Las ventajas del relé digital son tantas que hoy en día cualquier nueva instalación o actualización se basa casi exclusivamente en relés digitales. En otro capítulo se proporcionará una perspectiva histórica más detallada.

La figura 1.2 ilustra ejemplos de relés numéricos de diferentes fabricantes. Tenga en cuenta que los relés numéricos ahora son solo "cajas" con pocas pantallas. Sin embargo, el estado de la técnica ha evolucionado hasta el punto en que cada uno de los relés numéricos se puede interconectar con un personal.

computadora y a través de sofisticadas interfaces de usuario, todo el relé se puede ver y programar. La complejidad de un relé multifuncional es bastante alta y requiere capacitación en su uso, pero la sofisticación y las capacidades son enormes. Es importante señalar que los relés numéricos multifuncionales han reducido drásticamente los requisitos de espacio en la casa de control de la subestación con las reducciones de costos asociadas. Específicamente, mientras que en el pasado la protección de una línea de transmisión podía necesitar varios relés electromecánicos de función única, ocupando varios racks en una casa de control de subestación, ahora todo el conjunto de relés de protección normalmente se aloja en un dispositivo de 19 por 8 pulgadas. Además,

Un relé numérico típico incluye un sistema de adquisición de datos que consta de un circuito de entrada analógica frontal seguido de convertidores analógicos a digitales. Este sistema convierte las cantidades monitoreadas en formas de onda digitalizadas que se alimentan al microprocesador donde se realiza todo el análisis y la lógica. A medida que avanza la tecnología, hemos visto en los últimos años la separación del sistema de adquisición de datos de los relés. En concreto, se ha desarrollado un sistema de adquisición de datos que se puede colocar directamente en el campo (cerca de un interruptor, cerca de un transformador, etc.) bajo el nombre genérico de "unidades de fusión". La unidad de fusión digitaliza los datos en el campo. Posteriormente, los datos digitalizados se pueden transmitir al relé a través de líneas de fibra óptica. El relé digital ahora es simplemente una computadora que recibe los datos directamente en forma digitalizada y realiza el análisis y la lógica. La evolución de la tecnología y la implicación para la protección y la automatización del sistema. se discutirá en secciones posteriores.



Figura 1.2 Relés multifuncionales digitales (numéricos): cortesía de los fabricantes

#### 4.0 Componentes del sistema de relés de protección

El sistema de protección consta de cuatro componentes discretos: (a) el subsistema de instrumentación que consta de transformadores de instrumentos que generan salidas de baja tensión y baja corriente para entrada a los relés o subsistema lógico. Idealmente, estos voltajes y corrientes deben ser réplicas a escala de los altos voltajes y corrientes del sistema de energía eléctrica. Prácticamente, sin embargo, los canales de instrumentación introducen errores que distorsionan levemente las formas de onda de los altos voltajes y corrientes. (b) el subsistema lógico, es decir, el relé, que procesa las tensiones y las corrientes (y posiblemente las entradas de estado) y toma decisiones. Los actuales sistemas de relés están basados en microprocesadores y son capaces de realizar cálculos y lógica complejos. El propósito de estos cálculos es identificar y caracterizar la condición operativa del subsistema que monitorean y a través de alguna lógica para determinar si se requiere acción para remediar una condición intolerable, (c) el subsistema de control, que consiste en entradas discretas y salidas discretas para el subsistema lógico y los circuitos lógicos para activar las decisiones del relé. Por ejemplo, el estado del subsistema de interrupción puede instrumentarse como una entrada al subsistema lógico. En este caso, el relé de protección supervisa el estado del dispositivo de interrupción y la lógica de protección puede tener en cuenta esta información. Hay dos tipos de indicadores de estado de los dispositivos de interrupción (principalmente disyuntores): un contacto 52a (interruptor normalmente abierto o abierto "en el estante" - estará cerrado cuando el interruptor esté energizado y en la posición cerrada) y un contacto 52b (interruptor normalmente cerrado o cerrado "en el estante" - estará abierto cuando el interruptor está energizado y en posición cerrada). Estos contactos son controlados mecánicamente por la ubicación del interruptor para máxima confiabilidad, y (d) el subsistema de interrupción. El subsistema de interrupción consta de un disyuntor, un interruptor operado por motor, etc.

La figura 1.3 ilustra los componentes básicos de dicho sistema. La figura 1.4 ilustra la representación simbólica de tal sistema. La figura 1.5 ilustra un circuito de control de muestra para un sistema de relés de protección. La Figura 1.6 ilustra un ejemplo de sistema de monitoreo de fallas en el circuito de la batería del sistema de control. Las tecnologías involucradas en cada subsistema pueden variar. La Tabla 1.3 enumera los componentes de monitoreo y decisión y la Tabla 1.4 enumera los dispositivos de interrupción. Estas Los componentes se revisarán a continuación.

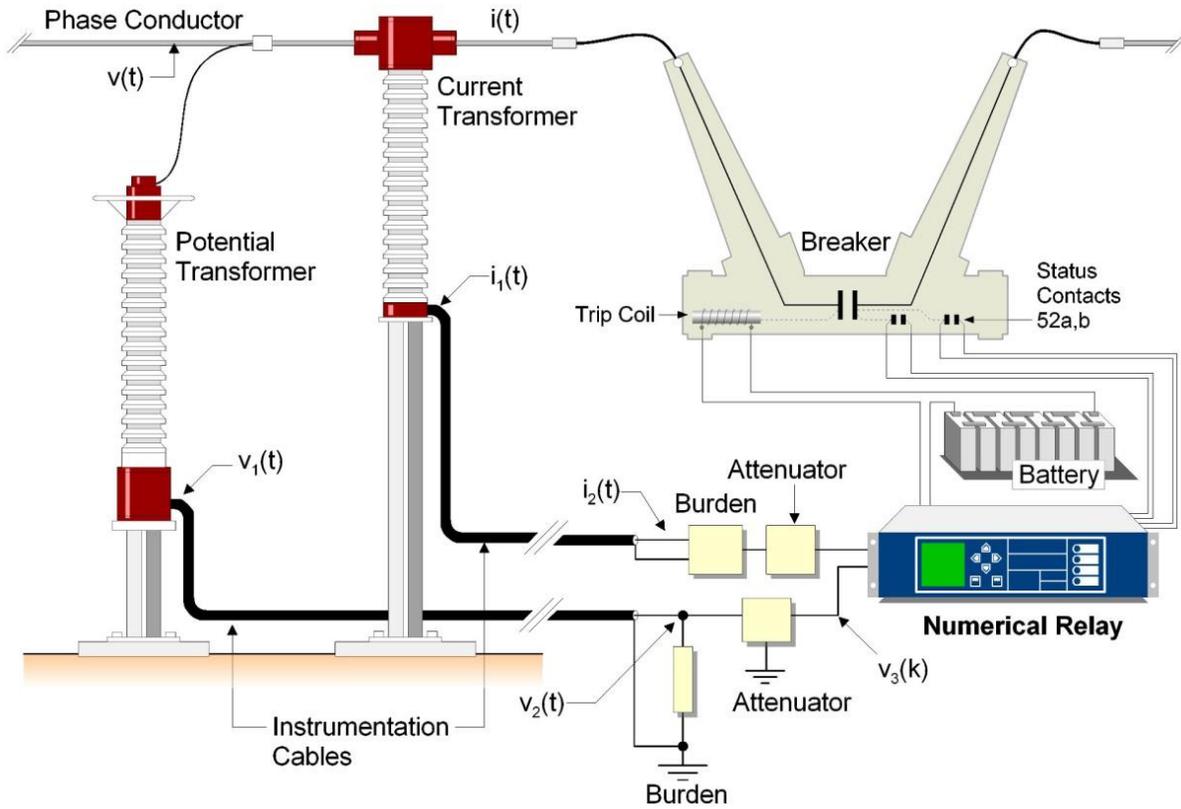


Figura 1.3 Ilustración de un sistema de relés de protección

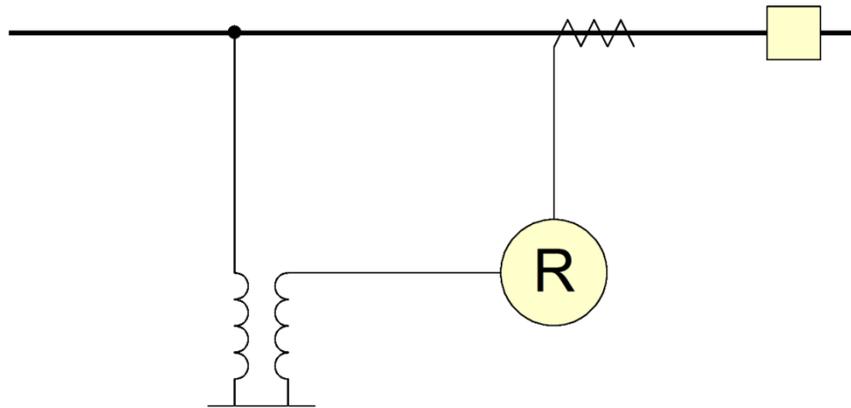


Figura 1.4 Representación simbólica de un sistema de relés de protección: relé con Entrada de corriente y voltaje

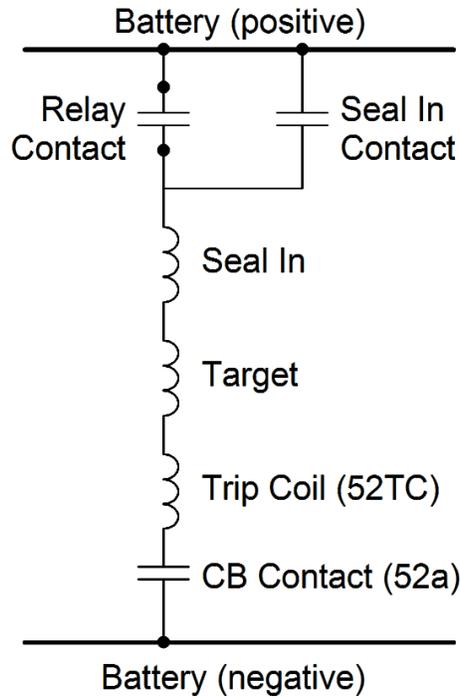


Figura 1.5 Ejemplo de circuito de control de un sistema de relés de protección

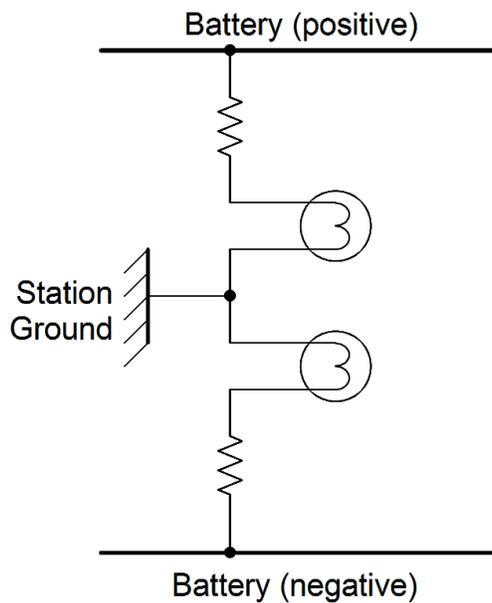


Figura 1.6 Ejemplo de sistema de monitoreo para fallas de batería en el circuito de control de un sistema de relés de protección

**Tabla 1.3 Componentes del subsistema de seguimiento y decisión**

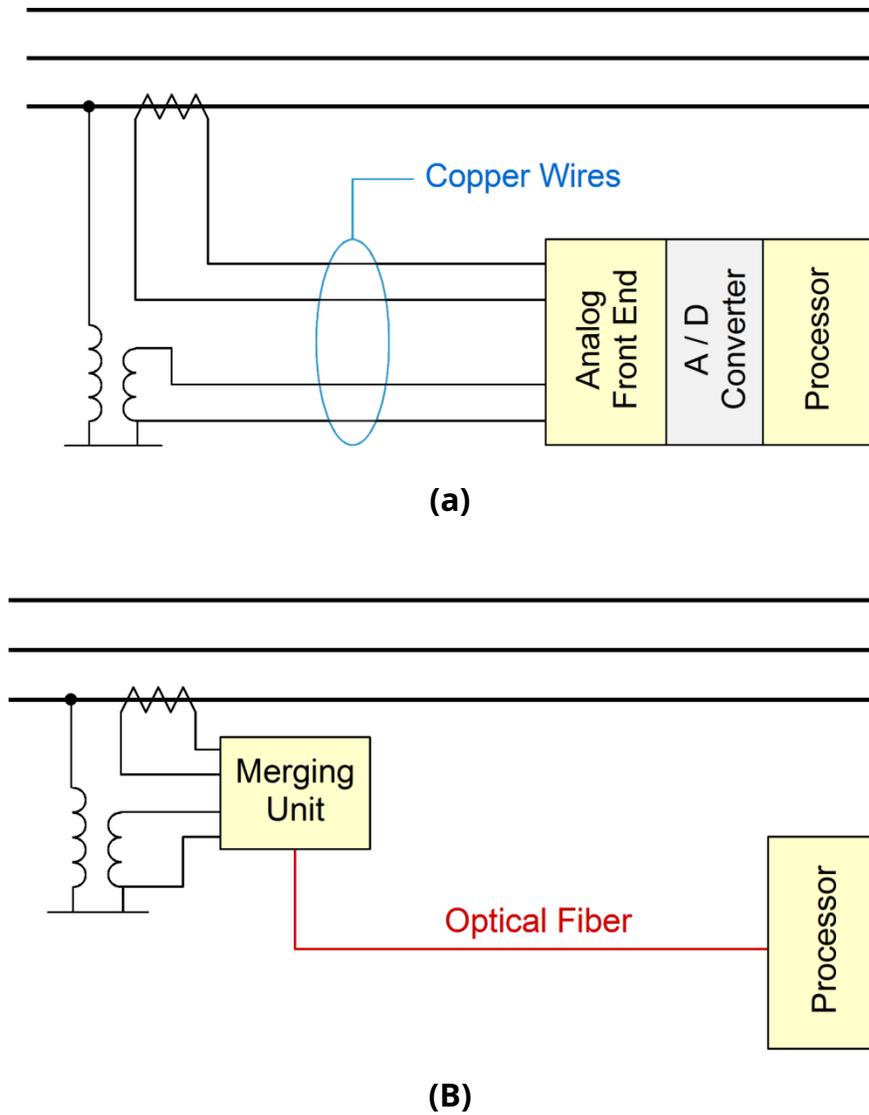
Transformadores de instrumentos
Unidades de fusión
Relés

**Tabla 1.4 Dispositivos de interrupción**

Fusibles
Rompedores de circuito

#### 4.1 Subsistema de instrumentación

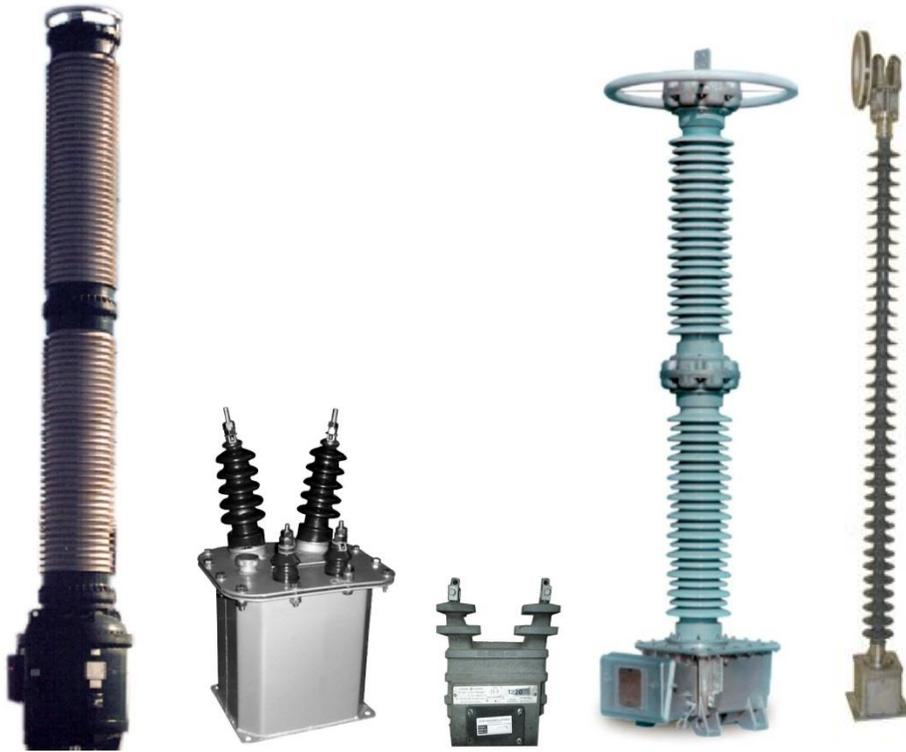
El objetivo del subsistema de instrumentación es proporcionar la interfaz adecuada entre el sistema de energía eléctrica de alto voltaje y los relés que operan a un voltaje relativamente bajo. La instrumentación consta de transformadores de instrumentos que convierten el alto voltaje y la alta corriente del sistema de potencia en voltajes y corrientes de nivel de instrumentación que se pueden alimentar al relé. Los relés electromecánicos requieren típicamente una energía eléctrica relativamente sustancial para funcionar en comparación con los relés numéricos. Por esta razón, los voltajes de entrada y las corrientes en los relés se estandarizaron a niveles relativamente altos en comparación con las necesidades numéricas de relés actuales. Los voltajes estándar son 69 V y 115 voltios y las corrientes estándar son 5 amperios y 1 amperio. El subsistema de instrumentación está conectado al sistema de alto voltaje y genera réplicas de los voltajes y corrientes en los niveles estándar del relé. En general, el subsistema de instrumentación consta de transformadores de tensión y transformadores de corriente. Nos referimos a estos transformadores como transformadores de instrumentación. El subsistema de instrumentación para relés numéricos también comprende una etapa de conversión de analógico a digital. Relés numéricos tradicionales que empaquetan la unidad de conversión analógica a digital dentro del relé. En los últimos años hemos visto la separación de la unidad de conversión analógica a digital del relé con la introducción de las unidades de fusión. Los dos enfoques alternativos se muestran en la Figura 1.7. La nueva tecnología de fusión de unidades tiene algunas ventajas muy importantes que se discutirán en secciones posteriores.



**Figura 1.7 Instrumentación de relés numéricos**

**(a) Enfoque tradicional, (b) Enfoque de unidad de fusión**

Los tipos estándar de transformadores de voltaje se enumeran en la Tabla 1.5. Específicamente, hay cuatro tipos de voltaje transformadores (VT). (a) transformador de potencial de tipo bobinado (PT), (b) transformador de voltaje acoplado a condensador (CCVT), (c) divisor de voltaje resistivo (VD) y (d) transformador de voltaje óptico, TT óptico (EOVT). En el pasado, solo se usaban las dos primeras tecnologías y los voltajes secundarios estándar eran 69,3 V o 115 V. La figura 1.8 proporciona fotografías de transformadores de voltaje típicos. Los detalles de las diversas tecnologías de transformadores de voltaje serán examinado en el Capítulo 6 en detalle.



**Figura 1.8 Fotografías de transformadores de voltaje típicos  
(De izquierda a derecha: transformador de potencial EHV, transformador de potencial de dos bujes, medio Transformador de potencial de voltaje, CCVT, TT óptico (EOVT))**

La corriente eléctrica se detecta con transformadores de corriente. Hay cuatro tipos de transformadores de corriente que se utilizan para este propósito. Estos se enumeran en la Tabla 1.6. Tenga en cuenta que los transformadores de corriente con salida de corriente CT / C o simplemente CT representan el caballo de batalla para aplicaciones de relés. Estos transformadores se aplican de tal manera que el relé es parte del circuito secundario del TC como se ilustra en la Figura 1.9a. Tenga en cuenta que la "carga", es decir, la impedancia en el circuito secundario es la impedancia del relé o la suma de las impedancias de todos los relés conectados al circuito secundario del TC. La impedancia del relé suele ser una resistencia muy pequeña, normalmente de 0,1 ohmios. En general, se pueden conectar varios relés (en serie) al mismo circuito secundario de un solo CT. Los dispositivos CT / V están equipados con una impedancia en el secundario y la salida es el voltaje a través de esta impedancia, como se ilustra en la Figura 1.9b. La salida de estos TC normalmente está conectada a un dispositivo de alta impedancia de entrada. En muchas aplicaciones, la corriente primaria puede ser de un valor muy alto. Los TC de núcleo de hierro para estas corrientes muy altas pueden saturarse y, por lo tanto, poner en peligro el funcionamiento correcto de los relés. En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Se pueden utilizar los TC de núcleo de aire (también conocidos como bobinas de Rogowski). Estos TC no se saturan. El problema con estos TC es su precisión y pueden necesitar calibración cada vez que se instalan en una nueva posición. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura La salida de estos TC normalmente está conectada a un dispositivo de alta impedancia de entrada. En muchas aplicaciones, la corriente primaria puede ser de un valor muy alto. Los TC de núcleo de hierro para estas corrientes muy altas pueden saturarse y, por lo tanto, poner en peligro el funcionamiento correcto de los relés. En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Se pueden utilizar los TC de núcleo de aire (también conocidos como bobinas de Rogowski). Estos TC no se saturan. El problema con estos TC es su precisión y pueden necesitar calibración cada vez que se instalan en una nueva posición. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura En estos casos, es deseable tener TC que sean lineales y no se saturen. Recientemente se han introducido los TC ópticos (MOCT). Figura

1.10 proporciona fotografías de transformadores de corriente típicos.

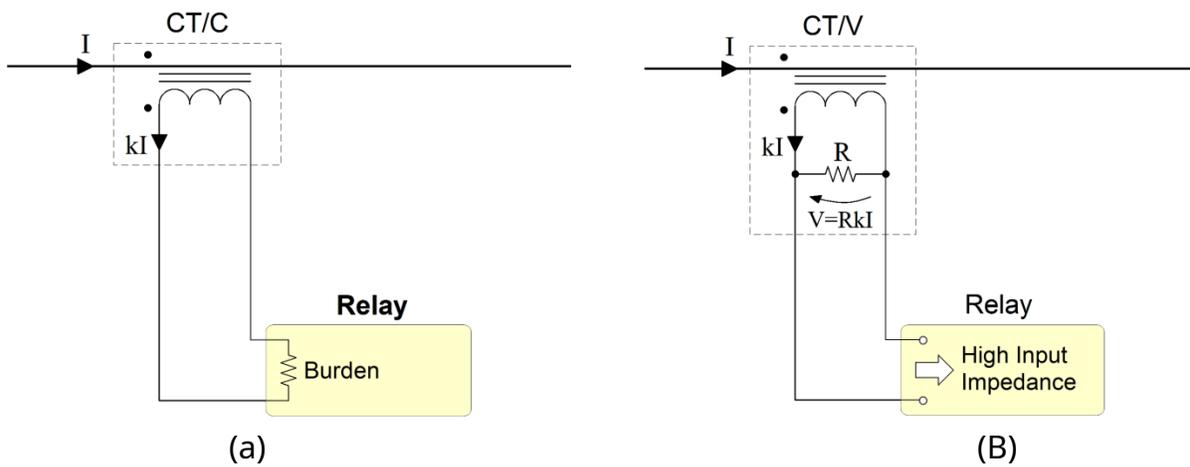
Hemos mencionado dos problemas con los TC, la saturación y la calibración. Ambos problemas son muy importantes para la aplicación de retransmisión. El Capítulo 6 proporciona información adicional para los transformadores de medida.

**Tabla 1.5: Tecnologías de transformadores de voltaje**

(Estándar: voltaje secundario: 69,3 voltios, 115 voltios)
PT
CCVT
VD
VT óptico - EOVT

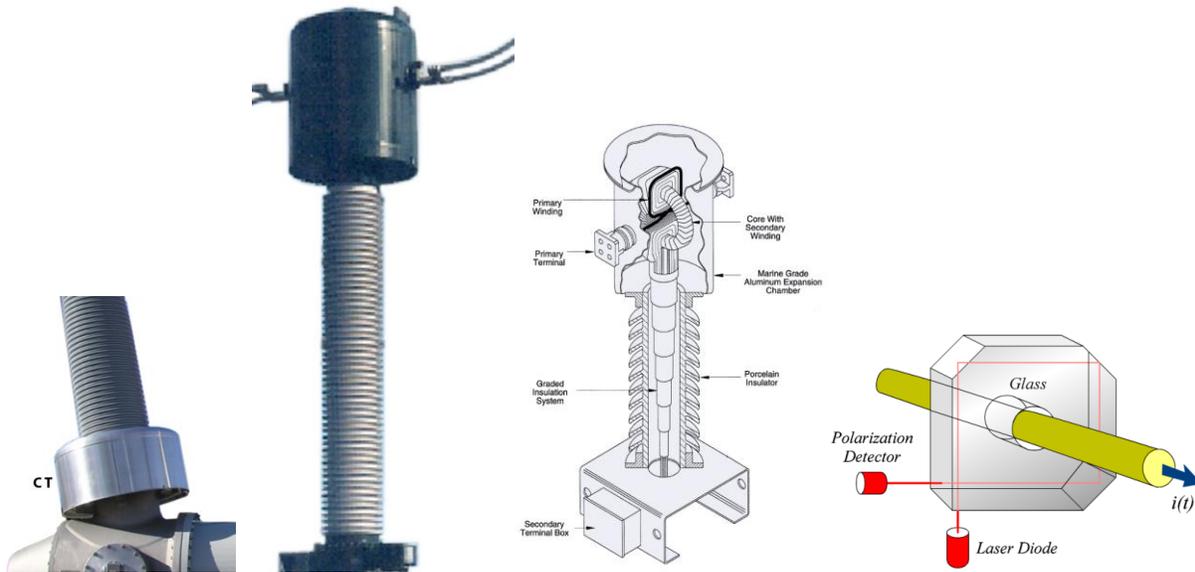
**Tabla 1.6: Tecnologías de transformadores de corriente**

(Estándar: 5 amperios o 1 amperio)
CT / C
CT / V
CT de núcleo de aire
CT óptica - MOCT
(xxTyy o xxCyy, xx: error máximo, voltaje yy seg.)



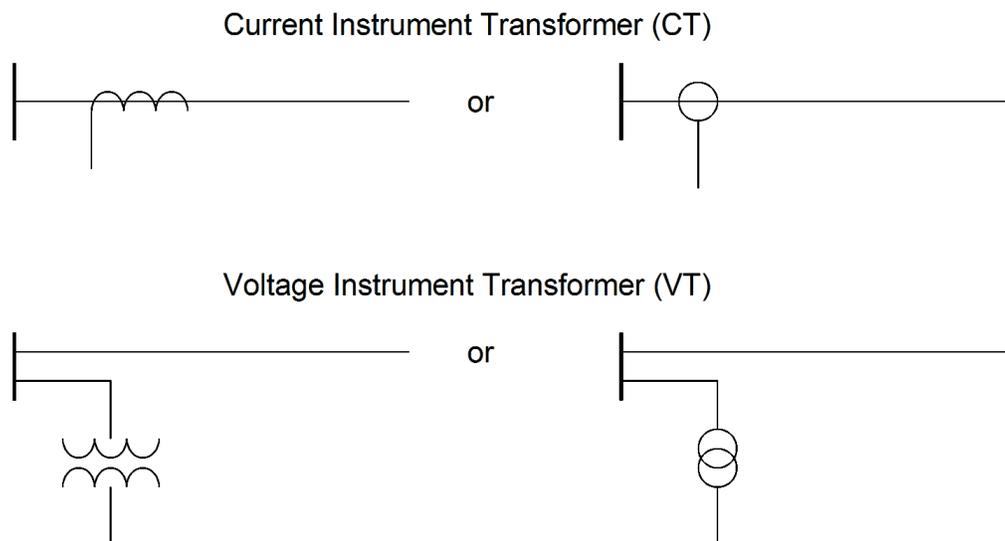
**Figura 1.9 Ilustraciones de conexiones de TC a un relé**

**((a) Conexión CT / C: la carga es típicamente de baja impedancia, 0.1 ohmios o 0.14 ohmios, (b) CT / V Conexión: relé de alta impedancia de entrada)**



**Figura 1.10 Fotografías de transformadores de corriente típicos**  
 (De izquierda a derecha: CT montado en buje del disyuntor, CT independientes, corte en perspectiva  
 Vista de un CT, CT-MOCT óptico)

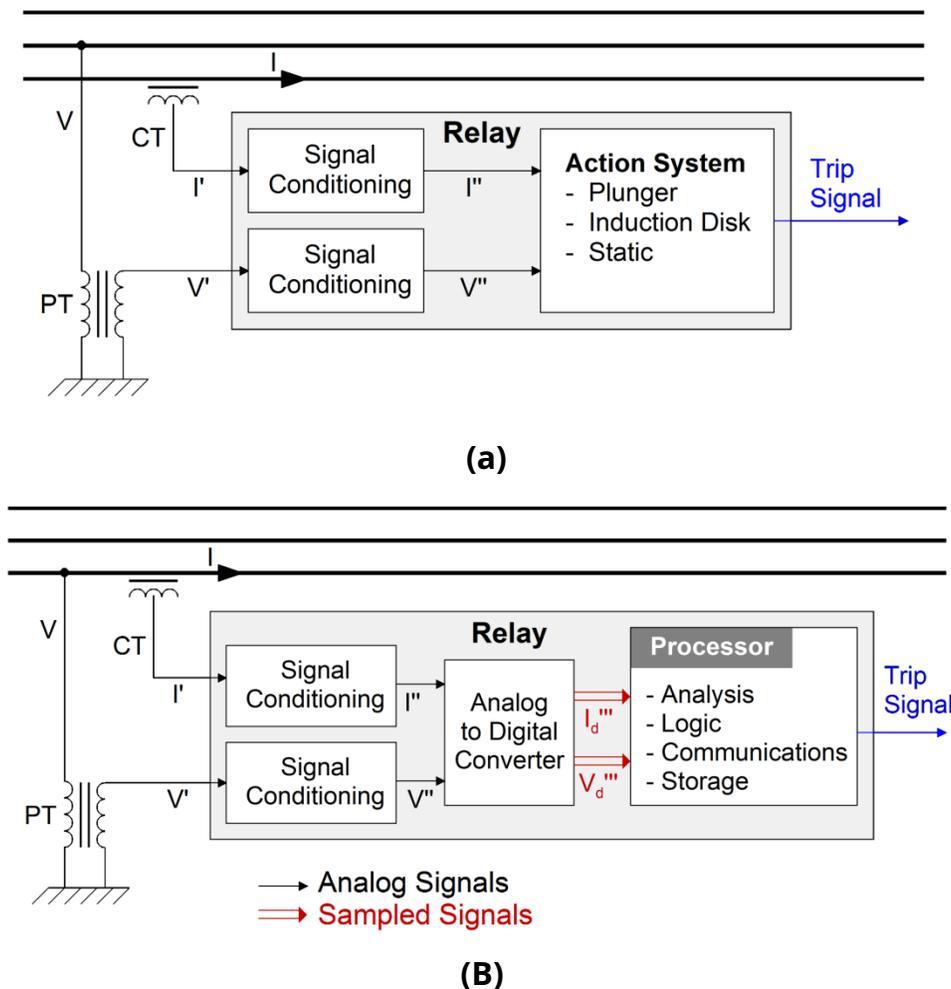
Por último, los diagramas de relés suelen mostrar las conexiones de los transformadores de medida a los relés. Hay dos tipos de diagramas: (a) diagramas de cableado y (b) diagramas esquemáticos. Los diagramas esquemáticos muestran simbólicamente los TC y TT. Los símbolos utilizados para los diagramas simbólicos se muestran en la Figura 1.11. Los símbolos del lado izquierdo del diagrama son típicos de la práctica estadounidense y los símbolos que se muestran en el lado derecho son típicos de la práctica europea.



**Figura 1.11 Representaciones de transformadores de instrumentos en diagramas esquemáticos**

## 4.2 Relés de protección

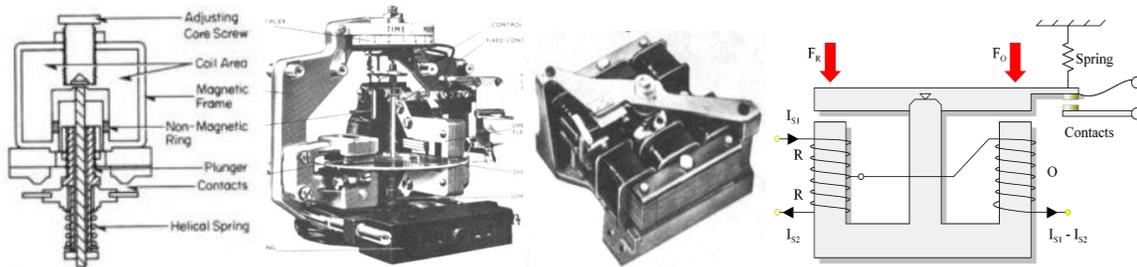
La estructura genérica de un relé de protección (electromecánico o numérico) se ilustra en la Figura 1.12. El relé toma entradas de transformadores de medida. Normalmente, se empleará un circuito de acondicionamiento de señal para filtrar los transitorios y picos no deseados en la señal. Las señales filtradas se envían a (a) el circuito lógico de un relé electromecánico que puede consistir en un disco de inducción, un émbolo, un circuito de estado sólido, etc., ver Figura 1.12a, o (b) a un convertidor analógico a digital que muestrea la forma de onda de los voltajes y corrientes y transmite los datos muestreados al procesador para análisis y lógica de protección, consulte la Figura 1.12b. El circuito lógico (electromecánico o numérico) generará una acción de control que la mayoría de las veces puede ser la señal de disparo de uno o más interruptores. Hay muchos tipos de relés, algunos de ellos con funciones bastante complejas. La mejor fuente de información para relés específicos es el fabricante. Los fabricantes de relés mantienen sitios web donde alguien puede descargar manuales y otra información pertinente a los relés.



**Figura 1.12: Estructura genérica de un relé**

(a) Relé electromecánico o de estado sólido, (b) Relé numérico)

Antes de la era de los transistores y las computadoras, la tecnología de relés se basaba en elementos electromecánicos para realizar la lógica del relé. Los componentes electromecánicos más comunes son el relé de émbolo, el relé de disco / copa de inducción y el relé de balancín, consulte la Figura 1.13. Estos componentes electromecánicos se han utilizado en combinación con circuitos adicionales para realizar funciones lógicas notablemente complejas, como protección de sobrecorriente con retardo de tiempo, protección direccional, protección diferencial, protección de distancia, etc. En el Capítulo 5 se examinarán ejemplos de estos esquemas de protección.

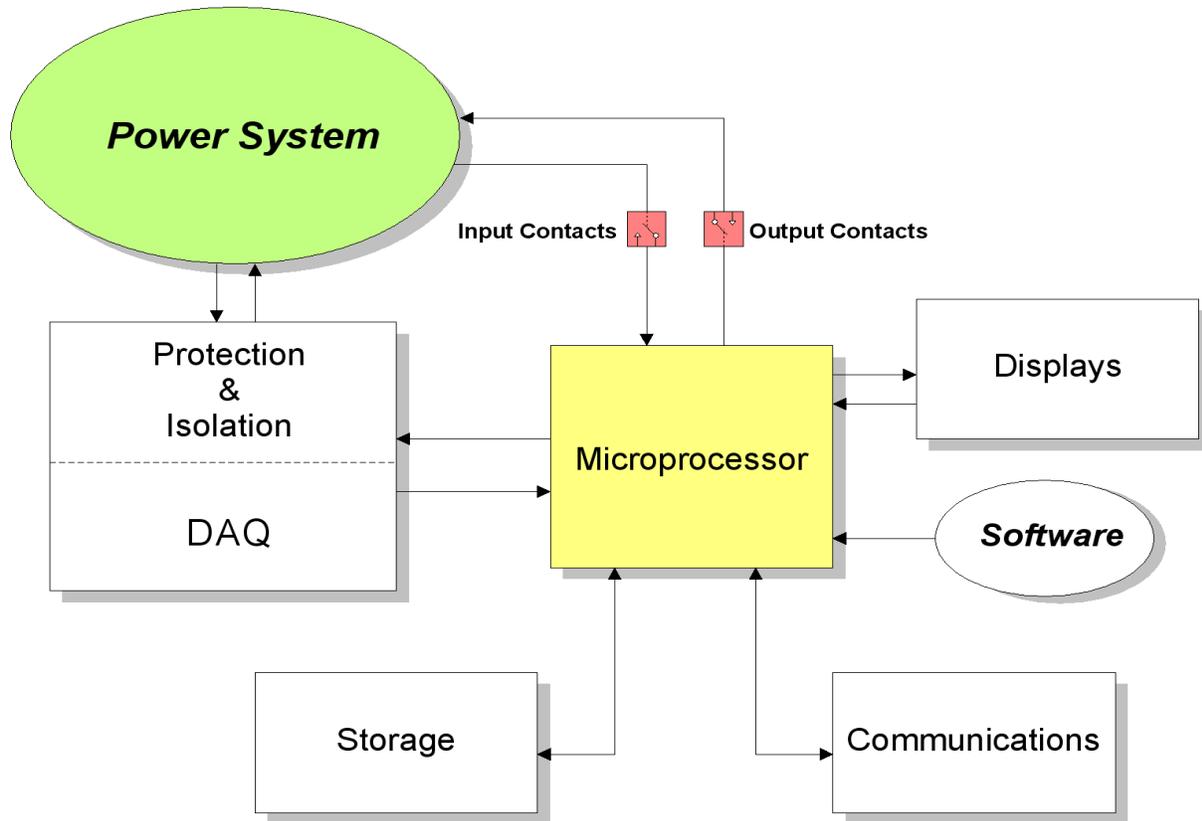


**Figura 1-13: Varios tipos de relés de protección electromecánicos**

(De izquierda a derecha: émbolo, disco de inducción, copa de inducción, haz de equilibrio)

La invención del transistor permitió el desarrollo de relés de estado sólido. Los relés de estado sólido (relés estáticos) son dispositivos que incluyen circuitos electrónicos de componentes discretos que imitan la lógica de los relés electromecánicos. Las ventajas de los relés de estado sólido son (a) un tamaño más pequeño y (b) capacidad para realizar una lógica más compleja que los relés electromecánicos. La era de los relés de estado sólido duró poco debido al desarrollo del relé basado en microprocesador (o relé numérico).

Los relés numéricos consisten en una sección de entrada donde las señales analógicas de voltajes y corrientes son acondicionadas por filtros analógicos apropiados (protección y aislamiento) y luego digitalizadas por medio de convertidores analógicos a digitales (DAQ), ver Figura 1.14. Las señales digitalizadas son procesadas por microprocesadores a través de algoritmos que realizan la identificación de las condiciones del sistema y la función protectora. Además, los relés numéricos se pueden conectar directamente con el circuito de control a través de contactos de entrada y contactos de salida, como se muestra en la Figura 1.14. Para ver un ejemplo de dónde se pueden conectar los contactos de entrada y salida, consulte la Figura 1.3. Otras ventajas importantes de los relés numéricos es su capacidad para (a) mostrar resultados, estado operativo, estado lógico, etc. en pantallas de visualización a través de interfaces de usuario, el resto del mundo a través de diferentes canales de comunicación.



**Figura 1.14: Diagrama de bloques de un relé numérico**

En general, los relés electromecánicos tienen un circuito analógico para cada función de protección. Esto hace que los relés electromecánicos sean grandes por necesidad. Además, debido a consideraciones de empaque, típicamente cada relé electromecánico tiene solo una o un par de funciones empaquetadas en una caja. Esto significa que un esquema de protección que puede requerir varias funciones de protección, puede requerir muchos relés creando la necesidad de un terreno más grande.

Los relés numéricos son más simples desde este punto de vista. Dado que cada función de protección es simplemente un programa de computadora, el tamaño del relé numérico no aumenta con la adición de otra función de protección. Por lo tanto, es habitual diseñar el software de relés numéricos de modo que un solo relé realice varias funciones de protección. Por esta razón, muchas veces nos referimos a los relés numéricos como relés multifuncionales.

### 4.3 Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de protección más simples. Un fusible consiste en un filamento que está diseñado para derretirse cuando la corriente eléctrica que lo atraviesa excede un cierto valor. Este diseño simple permite insertar un fusible en el circuito que se supone debe proteger. Una de las principales desventajas del fusible es que una vez que funciona, el circuito permanece abierto hasta que una persona reemplaza el fusible.

#### 4.4 Rompedores

Los disyuntores son la tecnología principal para interrumpir circuitos eléctricos de alta tensión. A lo largo de los años, se han desarrollado muchas tecnologías diferentes de interruptores automáticos para circuitos de alta tensión. Las diversas tecnologías se enumeran en la Tabla 1.7. La Figura 1.15a ilustra un disyuntor de aceite (OCB) de 230 kV y la Figura 1.15b ilustra un disyuntor de SF6 de 500 kV. La figura 1.16 ilustra la construcción interna de un interruptor de media tensión. En el Capítulo 5 se presenta una breve discusión de las características de cada tecnología. Desde el punto de vista de la aplicación, los parámetros importantes de un interruptor son (a) capacidad nominal de interrupción, (b) capacidad para soportar la recuperación transitoria de voltaje expresada en microsegundos, y (c) requisitos de mantenimiento. Estos los parámetros están definidos en estándares.



**Figura 1.15: Disyuntores de alto voltaje**

(a) Disyuntor de aceite (OCB) de 230 kV con interruptores - Cortesía de la Autoridad de Energía de Nueva York, (b) 500 Disyuntor kV SF6: los CT están montados en los bujes del disyuntor)



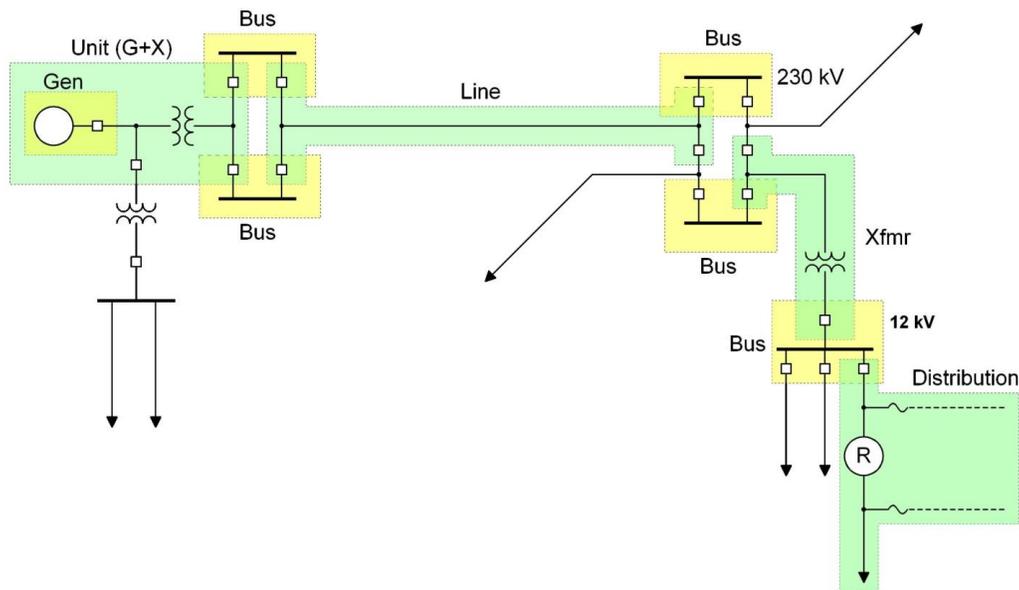
**Figura 1.16: La construcción interna de un disyuntor de 13,8 kV**

**Tabla 1.7 Tecnologías de interruptores**

Disyuntor de aceite
Disyuntor de explosión de aire
Aspiradora
SF6

## 5.0 Zonas de protección

El problema de protección de un sistema de energía eléctrica es un problema muy complejo. Para manejar este problema, dividimos el problema en problemas más pequeños. Específicamente, utilizamos el concepto de zonas de protección. Una zona de protección es una pequeña parte de un gran sistema de energía complejo. El problema de proteger esta porción más pequeña del sistema es mucho más simple que el problema de proteger todo el sistema de energía. El sistema de protección de una zona de protección es responsable de proteger esta parte del sistema de cualquier condición de falla que se inicie en la zona de protección. Tenga en cuenta que siempre que cualquier componente del sistema pertenezca al menos a una zona de protección, este componente estará protegido. En la Figura 1.17 se ilustra una partición típica de un sistema de energía en zonas de protección.



**Figura 1.17: Ejemplo de partición del sistema en zonas de protección**

Se puede definir una zona de protección para cualquier componente del sistema de energía o un grupo de sistema de energía componentes. La Tabla 1.8 tabula algunas de las zonas de protección habituales.

**Tabla 1.8: Zonas de protección típicas**

Generador
Transformador
Unidad (generador y transformador elevador)
Autobús
Línea de transmisión
Motor
Batería de condensadores
Reactor
Otro

## 6.0 Objetivos de los relés de protección

El sistema de relés de protección de un sistema de energía eléctrica tiene que cumplir una serie de objetivos como conservación de carga, selectividad, seguridad, velocidad, etc. Algunos de los objetivos pueden estar en conflicto, por ejemplo, la conservación de carga requiere que debamos retrasar cualquier acción de protección para que servimos carga mientras que la seguridad requiere que tomemos medidas de protección lo antes posible para maximizar la seguridad. Esta sección presenta una discusión de estos objetivos.

**Seguridad:** La seguridad del personal cerca y alrededor de la instalación eléctrica es de suma importancia. Cualquier persona que se encuentre cerca de un sistema de energía eléctrica y / o que toque y manipule adecuadamente equipos eléctricos debe estar segura en cualquier condición adversa. Cuando ocurre una falla, los gabinetes del equipo, las estructuras de soporte, etc. pueden desarrollar voltaje que se puede aplicar a las personas que tocan estos equipos. El diseño del sistema y la infraestructura de protección deben ser tales que las personas en esta situación deben estar seguras. Esto se logra mediante una combinación de: (a) el diseño adecuado de los sistemas de conexión a tierra y enlace que limitarán los voltajes a niveles seguros y (b) mediante el diseño del sistema de protección para eliminar la condición de falla lo más rápido posible para que el tiempo de exposición sea minimiza y maximiza la seguridad del personal. En este libro abordamos el diseño del sistema de protección. Para obtener información adicional sobre el problema (a): diseño de sistemas de puesta a tierra seguros, consulte la referencia [???].

**Evitación de daños al equipo:** Una falla en el sistema puede causar un flujo de corriente excesiva en partes del sistema, sobretensiones en otras partes del sistema o aceleración o disminución de la rotación del equipo y fuerzas mecánicas en los conductores. Estas condiciones pueden dañar el equipo y, por lo tanto, la fuente del problema debe eliminarse lo antes posible para evitar daños.

**Conservación de carga:** Otro objetivo es continuar brindando energía a los clientes que puedan necesitar energía eléctrica. Este requisito sugiere que el sistema de protección debe actuar de tal manera que los clientes no se vean afectados si es posible. Para los sistemas en red, como los sistemas de transmisión, los relés de protección actúan para desconectar los dispositivos con fallas en tiempos relativamente rápidos para que el sistema continúe proporcionando energía a los clientes. Esto significa que el sistema permanece estable, las desviaciones de frecuencia son mínimas y todo el sistema continúa operando en sincronismo y brinda servicio eléctrico a los clientes.

**Fiabilidad de la protección:** Se define como la capacidad del sistema de protección para operar correctamente siempre que las condiciones requieran operación (confiabilidad) y no operar en condiciones tolerables o condiciones que son responsabilidad de otro sistema de protección (seguridad). Por lo tanto, la confiabilidad de la protección requiere (a) confiabilidad y (b) seguridad. Estos dos conceptos se definen de la siguiente manera:**Confianza:** La confiabilidad se define como el grado de certeza de que el sistema de relés funcionará correctamente. Por lo tanto, la confiabilidad se refiere a la capacidad de un sistema de retransmisión para identificar correctamente las condiciones anormales e intolerables que se originan dentro de su zona de protección y para actuar e interrumpir con éxito la condición anormal.**Seguridad:** Se define como el grado de certeza de que un relé no funcionará incorrectamente. Por lo tanto, la seguridad se refiere a la capacidad del sistema de retransmisión para identificar correctamente si la causa de una condición anormal es externa a la zona que está protegiendo y, por lo tanto, no funciona para esta condición. Estas definiciones se representan esquemáticamente en la Figura 1.18. Tenga en cuenta que la confiabilidad significa que cuando el relé

opera, la operación es la acción correcta. Seguridad significa que cuando el relé no funciona, la no operación es la acción correcta. Tenga en cuenta que la Figura 1.18 define un sistema de protección confiable como uno que siempre toma la acción correcta, ya sea que esta acción sea "sin operación" o "operación". Un sistema de protección poco confiable es aquel que puede no funcionar cuando se requiere operación o funcionará cuando no operar es la acción correcta.

	No Operation	Operation
Correct	Secure	Dependable
Incorrect	Undependable	Insecure

*Reliable*  
*Unreliable*

**Figura 1.18: Definición de confiabilidad del sistema de protección**

**Selectividad:** Se define como la capacidad del sistema de relés de protección para desconectar la mínima parte posible del sistema de modo que se maximice la continuidad del servicio, es decir, se interrumpa el número mínimo de clientes. Lo que es mínimo en un sistema en particular depende del número y la ubicación de los dispositivos de interrupción (disyuntores, etc.). Obviamente, cuantos más dispositivos de interrupción haya en un sistema, más selectivo puede ser el sistema de protección. Siempre existe una compensación entre el costo y la selectividad. La selectividad también puede verse afectada por la disposición de los interruptores, por ejemplo, interruptor y medio, interruptor doble, barra de anillo, etc.

**Velocidad:** La velocidad a la que el sistema de protección desconecta un dispositivo averiado. La velocidad es muchas veces dictada por (a) el tiempo que se requiere para detectar la condición, (b) los retrasos requeridos para la coordinación con otros dispositivos de protección y (c) el tiempo que tardan los interruptores en despejar la falla una vez que han recibido la señal de disparo. La velocidad de funcionamiento del sistema de protección es la suma de todos estos tiempos.

**Economía:** Como en cualquier sistema de ingeniería, el costo del sistema de protección siempre es un factor. El costo generalmente incluye el costo de los dispositivos de interrupción, el tipo y número, la instrumentación y el costo de los relés y controles.

Muchos de estos objetivos son contradictorios. Por ejemplo, la selectividad y la velocidad son objetivos contradictorios. Para una adecuada coordinación entre los dispositivos de protección es necesario introducir retrasos en el tiempo de respuesta de los relés y, por tanto, sacrificar la velocidad de funcionamiento. El costo del sistema de protección está en conflicto con todos los demás objetivos técnicos del sistema de protección. Por ejemplo, para maximizar la selectividad, es necesario incluir más dispositivos de interrupción, aumentando así el costo.

Pueden formularse argumentos similares para los demás objetivos técnicos de un sistema de protección. En general, las prácticas y la experiencia pasadas juegan un papel muy importante en la selección del sistema de protección. La importancia de la zona de protección particular también juega un papel importante en la determinación de las selecciones técnicas. En el pasado, el uso de relés electromecánicos de función única dificultaba estas elecciones. Hoy en día, el uso de relés multifuncionales numéricos ha simplificado el proceso de selección de las funciones de protección, pero el problema de seleccionar y diseñar el número y la ubicación de los dispositivos de interrupción sigue siendo el mismo.

## 7.0 Conozca el sistema de energía

La aplicación y el diseño juiciosos de los sistemas de protección requieren que se comprendan bien las características operativas del sistema de energía eléctrica, así como la respuesta del sistema a condiciones anormales. El principio básico de los relés de protección es poder identificar todas las posibles condiciones intolerables a partir de un número limitado de mediciones (típicamente tres voltajes y tres corrientes) y desconectar la fuente del problema. Esto se logra mediante un estudio exhaustivo del sistema a proteger para que se realice el pronóstico correcto y se identifique la causa raíz del problema de manera que se desconecte el dispositivo correcto. Muchas veces, los descuidos dan como resultado problemas mal diagnosticados que pueden conducir a la operación del relé en partes saludables del sistema (operación insegura). El sistema de energía es un sistema complejo y pueden ocurrir muchas respuestas complejas durante condiciones anormales. En el pasado la tarea de desarrollar conocimientos sobre el sistema a proteger era con herramientas rudimentarias y diagnóstico por síntomas. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos. Hoy en día contamos con excelentes herramientas para investigaciones integrales, no solo mediante análisis post mortem del desempeño registrado del sistema, sino también con excelentes herramientas analíticas que pueden predecir la respuesta del sistema y el desempeño del relé. Es imposible en un libro de texto cubrir todo el posible comportamiento complejo de un sistema de energía que afecta la confiabilidad de la protección. Proporcionamos un par de ejemplos que demuestran problemas conocidos.

**Ejemplo E1.1:** Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura E1.1a. El sistema consta de cinco líneas de transmisión, tres de ellas en el mismo derecho de vía y, por lo tanto, acopladas entre sí. Una de las líneas mutuamente acopladas está protegida con un relé de falla a tierra que se establece en 0,5 amperios. Suponga una falla a tierra en la otra línea acoplada mutuamente. Calcule la corriente de secuencia cero en el secundario de los TC en la línea sin fallas.

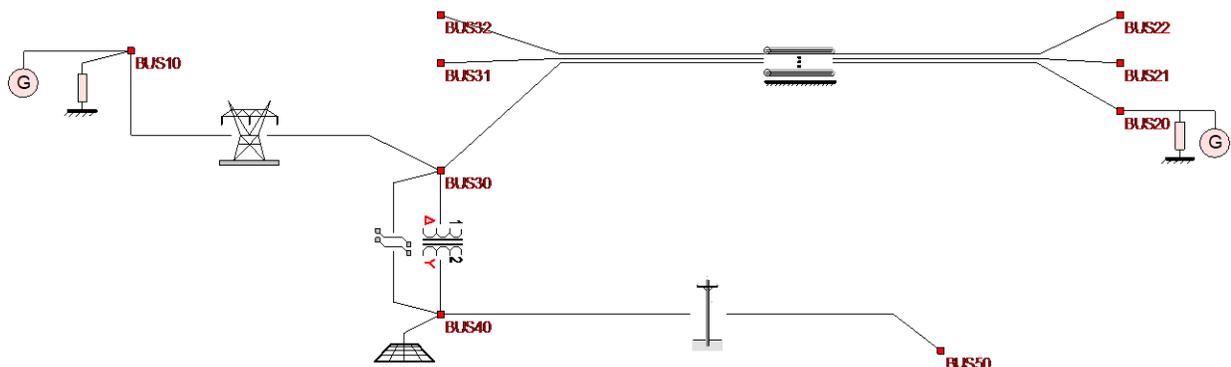
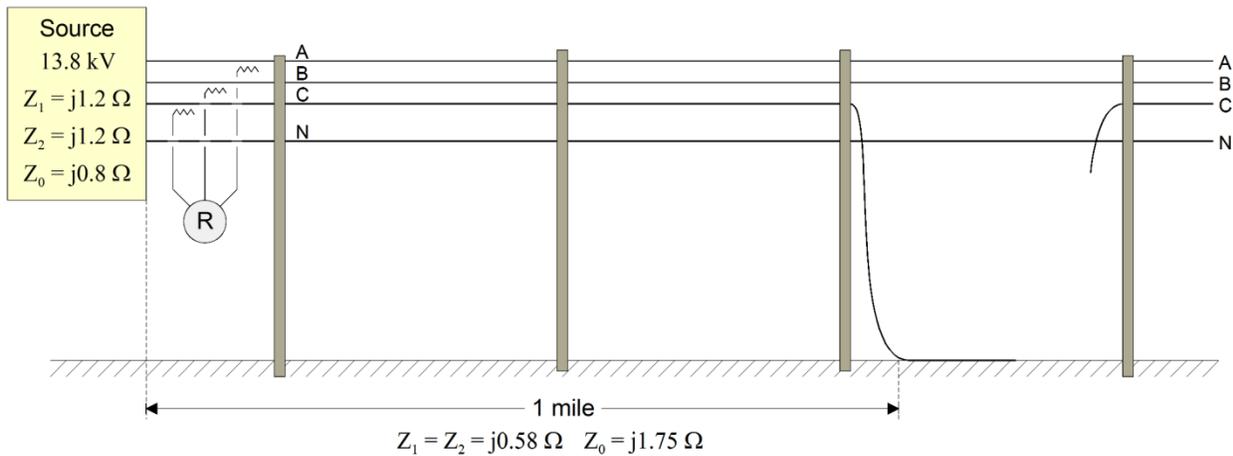


Figura E1.1a

**Solución:** continuará.

**Ejemplo E1.2:** Considere el circuito de distribución de la figura E1.2. Suponga que el conductor de la fase B se ha roto y cayó al suelo donde se conduce con el suelo por una longitud de 35 pies. Calcule la corriente de falla total. La línea de distribución está protegida con un relé de falla a tierra que se establece en 0.5 A. El CT es 1200: 5. La resistividad del suelo es de 85,0 ohmios-metros.



**Figura E1.2**

**Solución:** para ser agregado

### 8.0 Normas y libros

El área de la retransmisión de protección es rica en bibliografía. Se proporciona una extensa bibliografía al final de este libro. Además, hay muchas normas que abordan la práctica recomendada de relés de protección, así como la estandarización de términos y definiciones. Por ejemplo, el estándar [??] proporciona los números estándar para identificar las diversas funciones y dispositivos de relés de protección. Una notación estándar es muy importante. Los números de designación enumerados en la Tabla 1.9 se usan típicamente para referirse a funciones de relevo. Es importante señalar que existen combinaciones. Por ejemplo, una función de sobreintensidad de tiempo (51) con control de voltaje se denomina típicamente función 51V.

**Tabla 1.9 Números de dispositivo - IEEE C37.2-1996 (1987)**

No.	Descripción del aparato	No.	Descripción del aparato
1	Elemento maestro	51	Relé de sobrecorriente de tiempo inverso de CA
2	Relé de retardo de tiempo (inicio o cierre)	52	Disyuntor de CA
3	Relé de verificación o enclavamiento	53	Relé de excitación de campo
4	Contactador maestro	54	Dispositivo de activación del engranaje de giro
5	Dispositivo de parada	55	Relé de factor de potencia
6	Disyuntor de arranque	56	Dispositivo de puesta a tierra o
7	Tasa de cambio	57	cortocircuito de relé de aplicación de campo
8	Dispositivo de desconexión de energía de control	58	Relé de falla de rectificación

9	Dispositivo de inversión	59	Relé de sobretensión
10	Interruptor de secuencia de unidad	60	Relé de equilibrio de voltaje o corriente
11	Dispositivo multifunción	61	Interruptor de densidad o relé de detención
12	Dispositivo de exceso de velocidad	62	o apertura con retardo de tiempo del sensor
13	Dispositivo de velocidad síncrona	63	Interruptor de presión
14	Dispositivo de baja velocidad	64	Relé del detector de tierra
15	Dispositivo de comunicación de datos de dispositivo de	sesenta y cinco	Gobernador
dieciséis	emparejamiento de velocidad o frecuencia (nuevo para conmutador Ethernet)	66	Dispositivo para hacer muescas o trotar
17	Interruptor de derivación o descarga	67	Relé de sobrecorriente direccional de CA
18	Dispositivo de aceleración o desaceleración	68	Bloqueo o relé de "fuera de sincronismo"
19	Interruptor de transición de inicio a funcionamiento	69	Dispositivo de control permisivo
20	Válvula operada eléctricamente	70	Reóstato
21	Relé de distancia	71	Interruptor de nivel de líquido
22	Dispositivo de control de temperatura	72	Disyuntor DC
23	del disyuntor del equalizador	73	Contactador de resistencia de carga
24	Voltios por Hertz Relé de	74	Relé de alarma
25	sincronización o verificación de sincronismo Relé	75	Mecanismo de cambio de posición
26	Aparato Dispositivo Térmico	76	Relé de sobrecorriente CC
27	Relé de subtensión	77	Dispositivo de telemedida
28	Detector de incendios	78	Relé de medición de ángulo de fase
29	Aislador de contactor o interruptor	79	Relé de reconexión de CA
30	Relé del anunciador	80	Interruptor de flujo
31	Relé de potencia direccional del	81	Relé de frecuencia
32	dispositivo de excitación independiente	82	Relé de reconexión de medición de carga de CC
33	Interruptor de posición	83	Control selectivo automático o relé de transferencia
34	Dispositivo de secuencia maestra	84	Mecanismo de operación
35	Cortocircuito con cepillo o anillo colector	85	Comunicaciones piloto, portadora o relé de cable piloto
36	Polaridad o voltaje de polarización del dispositivo	86	Relé de bloqueo
37	Relé de subcorriente o subpotencia	87	Relé de protección diferencial
38	Dispositivo de protección de cojinetes	88	Motor auxiliar o generador de motor
39	Monitor de estado mecánico Relé de campo	89	Interruptor de línea
40	(sobreexcitación / falta de excitación)	90	Dispositivo regulador
41	Dispositivo de circuito de campo	91	Relé direccional de tensión Relé
42	Dispositivo selector o transferencia	92	direccional de tensión y potencia
43	manual del disyuntor en funcionamiento	93	Disparo de contactor de cambio
44	Relé de arranque de secuencia de unidad	94	de campo o relé de disparo libre
45	Monitor de condición atmosférica Relé de corriente de	95	Repuesto
46	equilibrio de fase o fase inversa Relé de voltaje de	96	Repuesto
47	secuencia de fase o equilibrio de fase	97	Repuesto
48	Máquina de relé de secuencia	98	Repuesto
49	incompleta o relé térmico de transformador	99	Repuesto
50	Relé de sobrecorriente instantáneo		

Dado que la industria se ha movido casi en un 100% a los relés digitales, se han desarrollado estándares para definir cómo se deben calcular las diversas cantidades y cómo deben responder los relés. Como ejemplo, el IEEE Std C37.112-1996 titulado "Ecuaciones de características de tiempo inverso estándar IEEE para relés de sobrecorriente", define la función de sobrecorriente de tiempo. Específicamente, el estándar proporciona expresiones analíticas que coinciden con las características de los relés electromecánicos de sobreintensidad de tiempo. Estas expresiones analíticas permiten el diseño de relés numéricos que coinciden con las características de los relés electromecánicos de sobreintensidad de tiempo.

El número de estándares de relés es muy grande y cubre todas las funciones de relés de protección, la aplicación a varios componentes de protección, comunicaciones entre relés, almacenamiento y recuperación de datos de perturbaciones, etc. A medida que avanzamos en la discusión de varios temas, algunos de estos estándares serán mencionado. También debe entenderse que a medida que evoluciona la tecnología, algunos de los estos estándares se vuelven anticuados.

## 9.0 Automatización y relés de sistemas de potencia

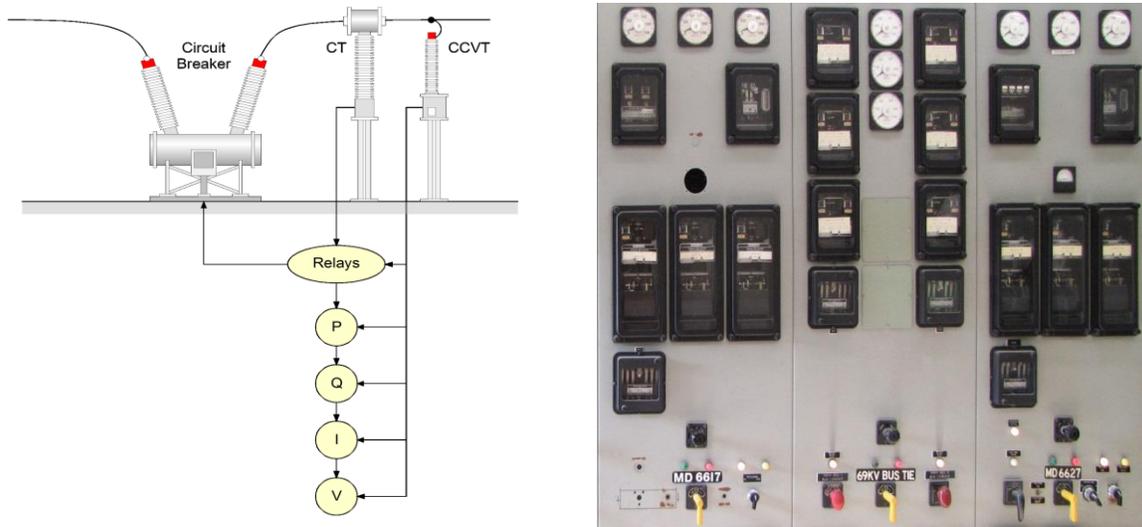
Los relés de protección, registradores, contadores, etc. son actualmente casi exclusivamente digitales. Cada uno de estos dispositivos es una computadora (microprocesador) interconectada con sistemas de adquisición de datos, circuitos de control, comunicaciones, etc. en otras palabras, es un **sistema Integrado**. Como tales, tienen la capacidad de comunicarse con otros dispositivos digitales, ser calibrados (local o remotamente), intercambiar información, ser reprogramados, etc. Ha habido una enorme cantidad de trabajo para estandarizar los dispositivos de protección digitales y en general los IED en términos de funciones, comunicaciones, interoperabilidad, etc. El objetivo del trabajo es incrementar la automatización en el sistema y utilizar el término introducido más recientemente para desarrollar la red inteligente.

Los objetivos de la automatización son:

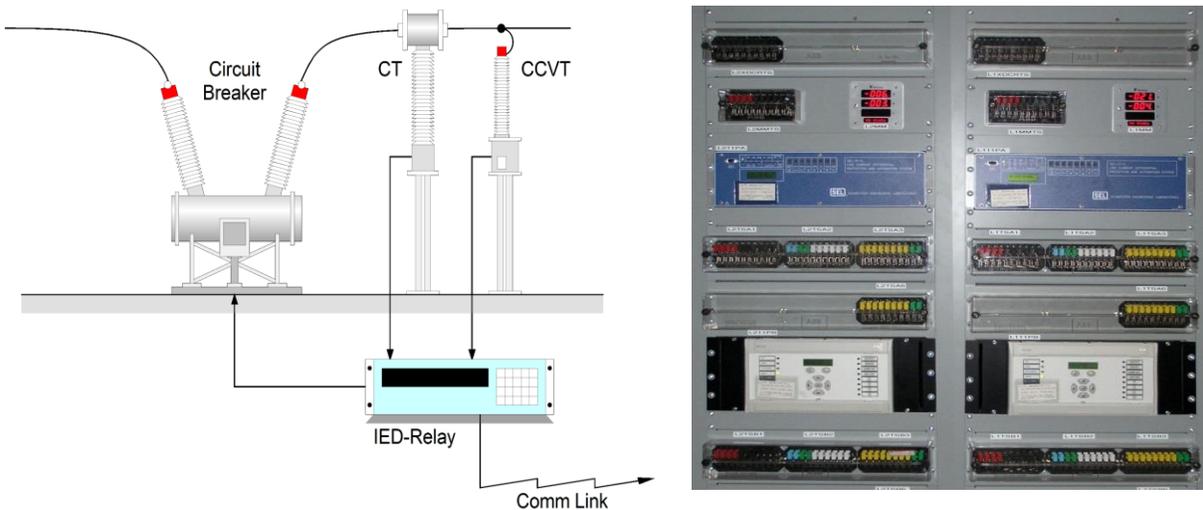
1. Disminuir el costo de mano de obra en las instalaciones de sistemas de protección.
2. Alquilar todos los relés de protección interoperables
3. Estandarizar las funciones de retransmisión
4. Habilite la configuración de relés de protección remota
5. Habilite la calibración remota
6. Habilite la validación del modelo
7. Habilite la recuperación y el análisis de datos posteriores a la falla
8. Permitir la comunicación y el intercambio de datos con todas las entidades involucradas.

Los esfuerzos para aumentar la automatización han evolucionado a un estado avanzado agradable. Al igual que con cualquier automatización, los avances tecnológicos hacen que los sistemas pasados se vuelvan obsoletos mientras que los nuevos sistemas están equipados con muchas más funciones y capacidades nuevas. La figura 1.19 ilustra la evolución de los niveles de automatización. La Figura 1.19a muestra un relé electromecánico con medidores adicionales para monitorear el sistema. Tenga en cuenta que se necesitan dispositivos separados para los medidores. La disposición incluye un relé y cuatro medidores para proporcionar una única función de protección y pantallas de (a) potencia real, (b) potencia reactiva, (c) corriente eléctrica y (d) voltaje. La fotografía de la izquierda muestra uno de esos sistemas que existe en la actualidad (existen muchos de esos sistemas). Este tipo de tecnología representa el estado del arte a mediados de los años ochenta.

La figura 1.19b muestra un relé numérico con comunicación punto a punto. Tenga en cuenta que el relé tiene una pantalla que en general puede mostrar una cantidad seleccionada por el usuario (voltaje, corriente, potencia real, potencia reactiva, armónicos, desequilibrio, etc.) Por lo tanto, no hay necesidad de dispositivos de medición separados. El arreglo incluye solo un relé. El relé puede tener múltiples funciones de protección. Además, tiene un puerto de comunicación para transferir los datos a otra ubicación (es decir, oficina central). Este tipo de tecnología surgió a finales de los 80 y principios de los 90. La foto del lado izquierdo de la figura ilustra dicho sistema. Tenga en cuenta también la presencia de medidores (analógicos o digitales) - en los años de transición, los contadores se siguen utilizando por motivos de redundancia. Tenga en cuenta que el relé digital puede también proporcionar la función de medición.



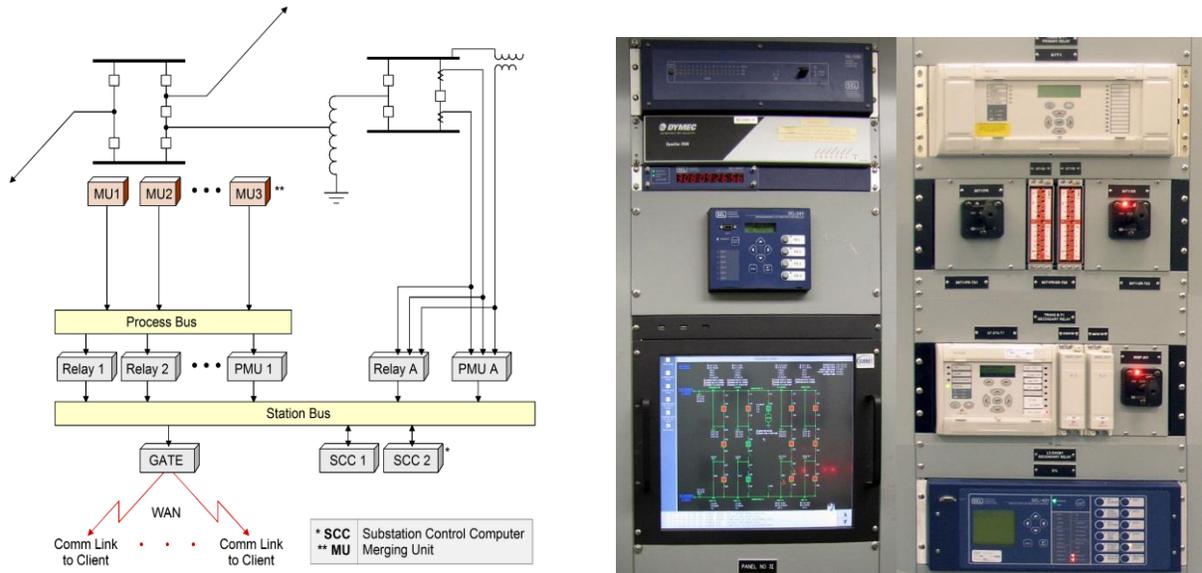
**Figura 1.19a: Evolución de la automatización en protección y control**  
(Relés de protección y pantallas con tecnología electromecánica (circa 1980))



**Figura 1.19b: Evolución de la automatización en protección y control**  
(Relés de protección, pantallas y comunicaciones con relés numéricos de primera generación  
(alrededor de 1990))

La figura 1.19c muestra un enfoque actual de la automatización de subestaciones. El enfoque incluye unidades de fusión (es decir, sistemas de adquisición de datos que se colocan en el campo junto a transformadores de instrumentos y convierten las medidas en forma digital), un bus de proceso que recibe datos de las unidades de fusión a través de líneas de fibra óptica, relés numéricos que están conectados a el bus de proceso, un bus de subestación que recibe datos procesados de los relés (por ejemplo, magnitud de voltaje / corriente, fasores, potencia, etc.), comunicaciones con puntos / entidades típicamente múltiples y una interfaz hombre-máquina (interfaz humana) para monitorear la funcionamiento del sistema. Tenga en cuenta que este enfoque de automatización también integra otros dispositivos electrónicos inteligentes (medidores, datos

concentradores, etc.) en el sistema, lo que proporciona un enfoque totalmente integrado a los datos gestión y utilización.



**Figura 1.19c Evolución de la automatización en protección y control**  
**(Unidades de fusión, bus de proceso, relés interoperables, comunicaciones, interfaz hombre-máquina**  
**(alrededor de 2009))**

Otro tema importante es el hecho de que hoy en día los relés de protección también se utilizan para control y operación. Específicamente, en el pasado el sistema de energía eléctrica estaba equipado con un sistema SCADA dedicado. SCADA significa **S**upervisor **C**ontrol **A**dakota del Norte **D**ata **A**sistema de adquisición. Dado que los relés numéricos pueden proporcionar las medidas, el control de supervisión y la capacidad de disparo, entonces es natural utilizar los relés numéricos para este propósito y eliminar la necesidad de un sistema separado. Los relés numéricos pueden hacerlo sin afectar su función principal de protección. Por esta razón, las nuevas subestaciones cuentan con un sistema SCADA integrado basado en relés numéricos y hardware y software de automatización como los que se muestran en la Figura 1.19c.

Desde un punto de vista histórico, el estado actual y los estándares evolucionaron a partir de un proyecto EPRI bajo el nombre de UCA (Utility Communication Architecture). Este proyecto desarrolló el marco general para las comunicaciones entre relés digitales y en general IED. Los conceptos fueron recogidos por entidades de desarrollo de estándares y dieron como resultado muchos estándares diferentes que abordan varios aspectos de la automatización. Esta actividad es muy importante ya que aborda la estandarización de cómo la información es recopilada, empaquetada, transmitida, interpretada y utilizada por otros dispositivos y utilizada por las aplicaciones. Debe entenderse que la tecnología de automatización digital está evolucionando, se desarrollaron muchos protocolos estándar para el manejo de la transmisión y utilización de datos e información, algunos de ellos propiedad de entidades específicas, algunos de ellos estándares públicos. El resultado final es que actualmente tenemos muchos protocolos de comunicación, algunos de ellos propietarios. Esto dificulta enormemente la tarea de integrar IED de diferentes fabricantes en un sistema de automatización operativa. El esfuerzo por desarrollar el estándar IEC 61850 tiene como objetivo proporcionar un estándar unificado para las capas y protocolos de comunicación física como

así como empaquetar la información de manera que pueda ser interpretada y utilizada correctamente por cualquier dispositivo del sistema. Se proporcionarán más detalles en los capítulos siguientes.

#### **10.0 Retransmisión del sistema de energía: problemas de investigación**

El desempeño de los relés de protección es de suma importancia para la confiabilidad y seguridad de cualquier sistema de energía. A medida que evoluciona la tecnología, mejoran los esquemas de relés de protección. En las últimas décadas hemos visto una tecnología asombrosa que benefició al campo de la protección. Sin embargo, no tenemos un sistema de protección perfecto 100% confiable para sistemas de energía. Esto se ejemplifica por el hecho de que tenemos una serie de brechas de protección, es decir, condiciones anormales en un sistema que no podemos detectar y aislar adecuadamente del sistema. Se espera que las nuevas tecnologías y las nuevas investigaciones y enfoques de protección proporcionen soluciones fiables para todos los problemas de protección. Esta sección proporciona algunas reflexiones sobre los problemas de investigación actuales en el área de la retransmisión de sistemas de energía, la tecnología subyacente y las tendencias.

Las capacidades de los relés numéricos han aumentado con el tiempo a medida que se utilizan microprocesadores más potentes. Los algoritmos de protección se han vuelto más sofisticados y su aplicación y coordinación con otros dispositivos de protección se ha vuelto muy compleja. La complejidad de las funciones y la configuración de los relés genera preocupaciones con respecto a los requisitos de capacitación para los nuevos ingenieros de relés de protección y la posibilidad de errores humanos. Otra preocupación es el hecho de que, a pesar de los avances recientes, todavía tenemos brechas de protección: por ejemplo, no tenemos esquemas de protección confiables para fallas de alta impedancia. Para ambas preocupaciones, es decir, la complejidad y las brechas de protección, el papel de la automatización se vuelve aún más crítico. La automatización puede ayudar al proporcionar la infraestructura para automatizar muchos controles y equilibrios que son de interés a medida que aumenta la complejidad de los esquemas de protección. Aquí discutimos algunos de ellos y ofrecemos comentarios sobre cómo la investigación puede proporcionar buenas soluciones a estas preocupaciones.

**Validación de campo de calibración y configuración de relés:** Tradicionalmente, cuando se instalan nuevos relés, se lleva a cabo un proceso de puesta en servicio para validar la instalación de campo. Este proceso implica probar los valores correctos de los transformadores de medida, las conexiones al relé (polaridad, secuencia de fases, etc.), la configuración del relé, etc. Para cada tipo de relé se han desarrollado procedimientos de puesta en marcha. A medida que las nuevas instalaciones se vuelven más complejas con una subestación típica que tiene múltiples relés numéricos y cada relé es un relé multifuncional, la complejidad de las pruebas de campo aumenta drásticamente. La automatización de este proceso proporciona beneficios en términos de reducción de la mano de obra para realizar estas pruebas y evitar posibles errores humanos. Continuará la investigación sobre procedimientos de prueba de campo más automatizados.

**Fallos ocultos:** El sistema de relés de protección comprende muchos componentes que están sujetos a fallas. Una falla de un componente puede ocurrir de tal manera que no se pueda reconocer (falla oculta) hasta que ocurra una falla, en cuyo caso es posible que la falla oculta pueda afectar la seguridad del esquema de retransmisión, es decir, una operación insegura (operación para una afección que es tolerable) o, peor aún, una no operación por una afección que debe eliminarse. Una falla oculta también puede ser tan simple como un cableado a la toma incorrecta de un transformador de instrumentos, o un cableado incorrecto del circuito de corriente de secuencia cero, etc. Hay esfuerzos para desarrollar sistemas en línea en tiempo real para monitorear continuamente el desempeño del esquema de relés de protección y posiblemente

identificando cualquier falla oculta en tiempo real. Tal esfuerzo se basa en el estimador de estado dinámico basado en subestaciones. Específicamente, los datos de los relés se comparan continuamente con el modelo del sistema. Cualquier discrepancia indicará una anomalía que se puede identificar y corregir antes de que sea demasiado tarde. Los estándares de comunicaciones - automatización - juegan un papel crucial en la implementación fluida de estos enfoques.

**Instrumentación y su fiabilidad: saturación, transitorios y efectos:** La instrumentación y la precisión e integridad de la instrumentación son fundamentales para las aplicaciones de protección y las funciones de control. Los transformadores de instrumentos también fallan ocasionalmente y muchas veces estas fallas pueden pasar desapercibidas, como un delta abierto, etc. También hay nueva tecnología en transformadores de instrumentos, como el VT / CT óptico que proporciona directamente una salida digital con comunicaciones como interfaces para conectarse a una LAN o para comunicarse a través de Bluetooth, etc.

En 1989, el gobierno federal inició el desarrollo del sistema de satélites GPS colocando en órbita varios satélites cada año; el sistema se completó en 1991. Este sistema proporciona una referencia de tiempo en cualquier parte del mundo con una precisión superior a un microsegundo. Luego, al proporcionar un receptor GPS a los relés numéricos, sincronizar la digitalización de las formas de onda y utilizar hardware que no introduzca errores de temporización mayores a un microsegundo, obtenemos medidas que se sincronizan con altísima precisión (ver apartado 6). Este enfoque abre muchas posibilidades, ya que ahora podemos tomar medidas en ubicaciones distantes y estas medidas se sincronizarán. La mayoría de los fabricantes de relés ofrecen esta capacidad en la actualidad. Esta tecnología permite el monitoreo directo de áreas amplias, así como sistemas mejorados de protección especial (SPS).

El termino **Wide Area METRO**vigilando **System** (WAMS) se introdujo para facilitar el monitoreo dinámico de un área amplia de un sistema de energía con las aplicaciones específicas de protección del sistema. La primera instalación de WAMS en la interconexión oriental se realizó en el sistema NYPA (1993) con el propósito de monitorear perturbaciones dinámicas y perturbaciones geomagnéticas a través de armónicos. Las instalaciones WAMS de los sistemas occidentales se dedicaron a la supervisión de eventos y al análisis de perturbaciones. El término monitoreo implica que es un sistema de adquisición de datos y una infraestructura de comunicaciones que lleva los datos a una ubicación central. Dado que la aplicación prevista es la protección del sistema, la recopilación de datos en una ubicación central debe ser lo suficientemente rápida para facilitar la protección del sistema. Esto implica que las latencias de tiempo deben estar en la región del subciclo para eventos eléctricos.

Se reconoce que WAMS tiene otras aplicaciones además de la protección y el control del sistema. Una aplicación de destino importante es la supervisión de la estabilidad del sistema. Otro es el conocimiento de la situación. De hecho, uno de los principales impulsores de la modernización de la red es la mejora de las capacidades de conocimiento de la situación para gestionar el sistema de transmisión de energía a granel eléctrica y térmicamente. Los sistemas de muestreo sincronizado GPS de dominio de tiempo de área amplia (WATSS) y las clasificaciones de línea dinámica son reconocidos por muchas empresas eléctricas, gubernamentales y entidades de investigación como una tecnología clave para el conocimiento de la situación y la red inteligente. WATSS tiene el potencial de proporcionar información del sistema oportuna y confiable en forma fasorial que constituye la piedra angular para el control y la protección del sistema de energía eléctrica (tiempo corto),

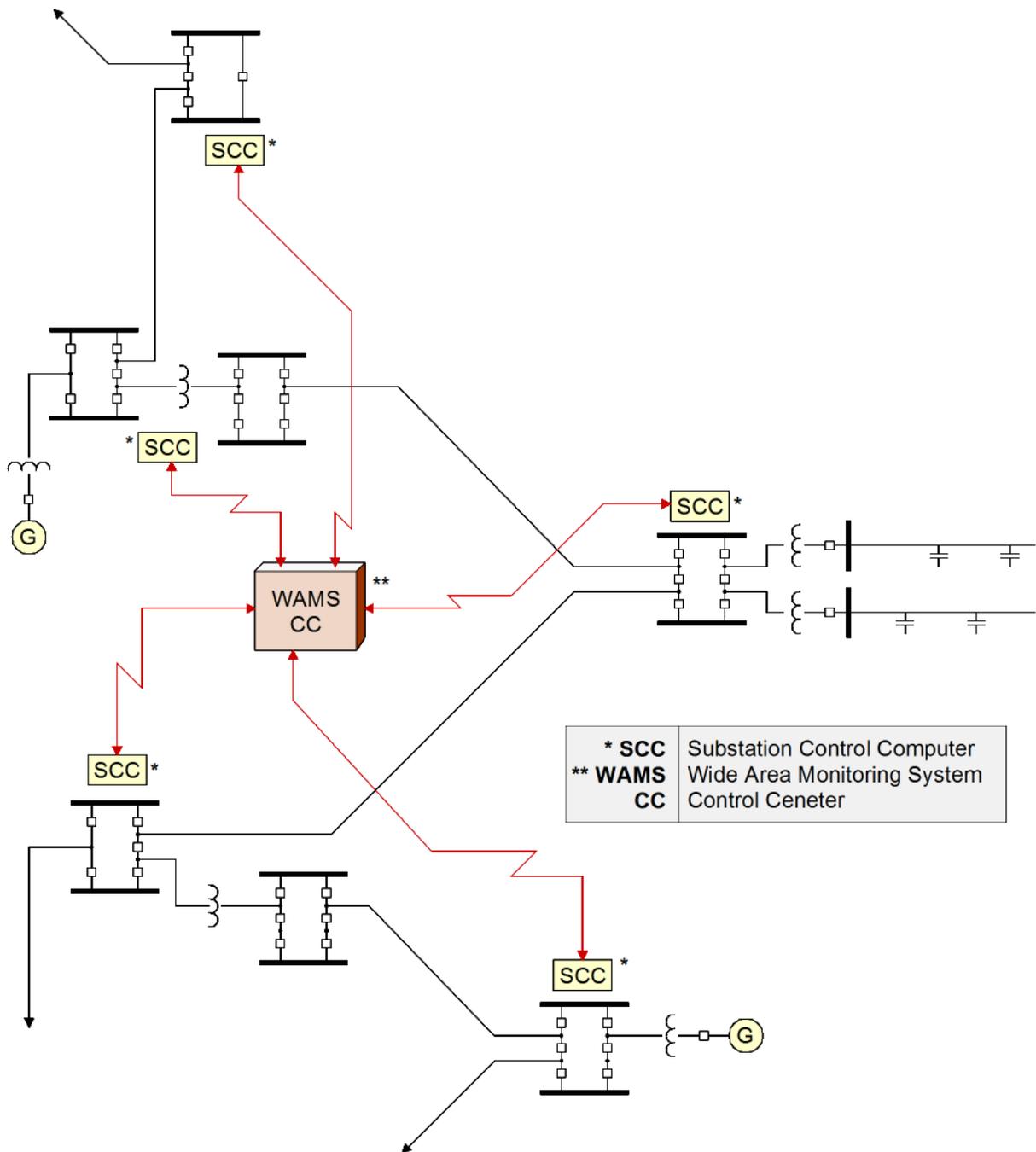
(mas tiempo). Como resultado, cualquier sistema de monitoreo de área amplia puede servir a muchos clientes con diferentes requisitos en términos de frecuencia y latencias de tiempo en los datos.

Se reconoce que los sistemas de adquisición de datos sincronizados por GPS son la tecnología clave para lograr los objetivos de monitoreo de área amplia. Con la introducción de las mediciones sincronizadas con GPS, la tecnología WAMS ha dado algunos pasos evolutivos. Actualmente podemos utilizar esta tecnología avanzada para lograr: (a) validación de datos a nivel local y (b) compactación de datos para minimizar las latencias de comunicación logrando así los objetivos de WAMS. Estas tecnologías avanzadas, junto con el conocimiento de la capacidad de transferencia de la línea de transmisión en tiempo real, teniendo en cuenta las condiciones climáticas reales entre subestaciones y entre regiones, mejoran nuestra capacidad para extraer un modelo validado del sistema en tiempo real. Estas tecnologías proporcionan la infraestructura para realizar funciones de control de la red con una precisión y velocidad que no es posible con otras tecnologías. Una lista de posibles aplicaciones y funciones de control es:

- Estimación distribuida del estado
- Protección del sistema (eléctrica y térmica)
- Visualización / conciencia situacional / alarmante
- Estabilidad del sistema
- Control de tensión
- Control de frecuencia
- Análisis post mortem / capacidad de reproducción
- Estimación de parámetros / validación de modelos
- Análisis predictivo / Mira hacia el futuro
- Supervisión de la oscilación
- Supervisión de isla / isla controlada / restauración**
- Control de recursos renovables**
- Optimización del sistema
- Control de carga
- Monitoreo térmico de línea dinámica (calificaciones de línea dinámica)
- Monitoreo de seguridad de voltaje

El autor participó en el desarrollo de un documento técnico para identificar problemas y establecer objetivos de desempeño, identificar las necesidades en los estándares (brechas) y proporcionar una hoja de ruta hacia el logro de estos objetivos para los sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) con el fin de mejorar la conciencia situacional de área amplia. . El material aquí es del libro blanco al cual el autor ha contribuido sustancialmente y desarrollado las ilustraciones. Se reconoce el trabajo de todos los miembros del grupo.

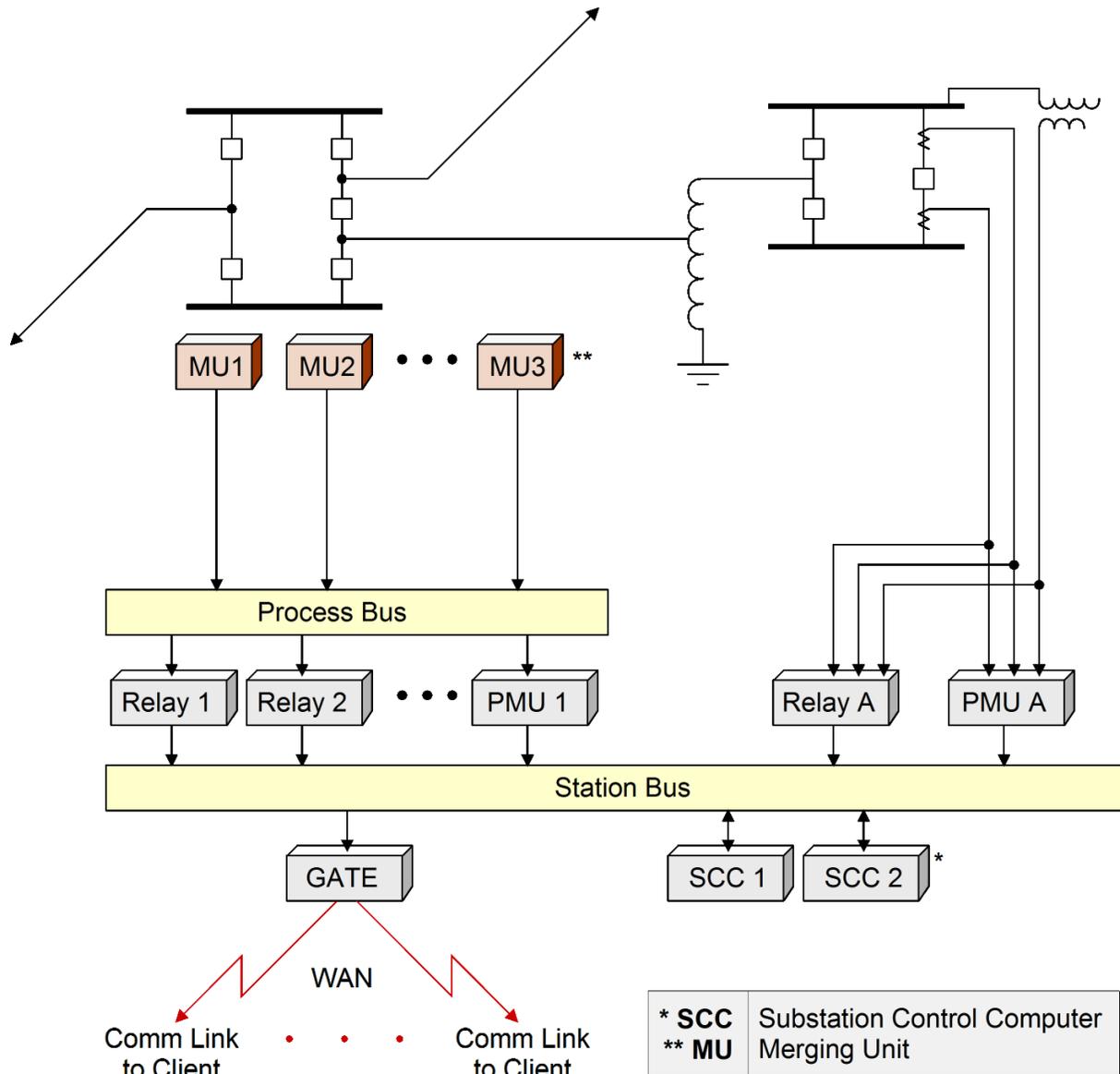
Una definición amplia para cualquier sistema de monitoreo de área extensa es: un sistema que es capaz de proporcionar datos precisos (tanto valores numéricos como etiquetas de tiempo) en una ubicación central de un área amplia y con una tasa apropiada para las aplicaciones previstas. En la Figura 1.20 se muestra una imagen visual de la definición de WAMS. La figura muestra la computadora de control de la subestación (o concentrador de datos) que recopila datos y los transporta a una ubicación central CC (centro de control o cualquier otra instalación).



**Figura 1.20 Imagen de un sistema de monitoreo de área amplia**

La tecnología para la computadora de control de la subestación o el concentrador de datos y los dispositivos de recolección de datos (IED y PMU) ha evolucionado. La figura 1.21 muestra un sistema mixto moderno. Tenga en cuenta que las unidades fusionadas pueden recopilar datos directamente en los transformadores de instrumentos, donde los datos se digitalizan, se etiquetan con el tiempo y luego se transmiten al bus de proceso de la subestación. Los sistemas más antiguos pueden tener comunicaciones por cable desde los transformadores de instrumentos a varios IED, como se muestra en el lado derecho de la Figura 1.21. Los IED están conectados al bus de la estación. Un concentrador de datos

(computadora de control de la subestación) también está conectada al bus de la subestación como se muestra en la figura. Las comunicaciones se habilitan a través de puertas conectadas al bus de la estación.



**Figura 1.21: Recolección de datos para WAMS en una subestación**

Si bien las Figuras 1.20 y 1.21 ilustran lo que es posible con la tecnología actual y ciertamente algunas estaciones construidas recientemente tienen la capacidad indicada, hay muchas subestaciones más antiguas que no están tan automatizadas como sugieren las Figuras 1.20 y 1.21. Además, existen muchas lagunas en la tecnología y desafíos que deben abordarse. Algunos de los problemas generales de este espacio se describen con mayor detalle en la siguiente sección.

Los estándares disponibles en la actualidad para abordar los sistemas representados en las Figuras 1.20 y 1.21 determinan (a) la interoperabilidad de las unidades de fusión, los IED, el bus de proceso y el bus de estación, (b) el intercambio

de datos: transmisión de datos, y (c) almacenamiento y recuperación de datos. A continuación se proporciona una lista parcial de estos estándares.

Transmisión de datos de sincrofasor IEEE C37.118

Protocolos IEC 61850, configuración, modelos de información

IEEE C37.1 SCADA y sistemas de automatización

Protocolo de red distribuida (DNP3)

Modbus

IEEE C37.111-1999 - COMTRADE

Números de función del dispositivo IEEE C37.2 y designaciones de contacto

Protocolo de tiempo de precisión IEEE 1588

Protocolo de centro de intercontrol IEC 60870-6 (ICCP)

Endurecimiento de subestaciones IEEE 1613 para puertas de enlace

Comunicaciones de datos IEEE 1379 entre IED y RTU en una subestación

Estándar IEEE 1525 para comunicaciones de integración de subestaciones

Estándar de uso de prueba IEEE 1711 para un protocolo criptográfico para la seguridad cibernética de enlaces seriales de subestaciones

Dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de subestación IEEE 1686 Estándares de seguridad cibernética

Barreras de interoperabilidad clave

Es importante tener en cuenta que las normas mencionadas anteriormente no abordan todas las necesidades del sistema que se muestra en las Figuras 1.20 y 1.21. Por ejemplo, la sincronización de los datos recopilados en las unidades de fusión es un área que no está bien definida. Hay actividad para identificar las brechas en estos estándares y actualizar los estándares o crear nuevos estándares para abordar todas las necesidades. Este esfuerzo es interminable a medida que avanza la tecnología junto con nuevas aplicaciones que generan nuevos paradigmas en esta área. Se han identificado una serie de cuestiones clave a medida que la industria avanza hacia el despliegue de estas tecnologías.

**Problema clave 1:** En una subestación moderna, la cantidad de datos recopilados es relativamente grande. Teniendo en cuenta la cantidad de subestaciones en la red eléctrica, la cantidad total de datos es abrumadora. Transferir esta cantidad de datos a través de enlaces de comunicación a las velocidades requeridas por algunas aplicaciones es, en el mejor de los casos, problemático incluso con las mejores tecnologías de comunicación. Sin embargo, debemos reconocer que los datos representan mediciones redundantes de sistemas duplicados (relés, PMU, registradores de fallas, medidores, etc.). Extracción de lo básico  
La información incluida en estos datos dará como resultado una cantidad reducida de puntos de información que se comunicarán.

**Asunto clave 2:** Los distintos IED conectados al bus de proceso o al bus de la estación deben ser interoperables en el sentido de que las computadoras de control de la subestación (concentradores de datos) deben poder recopilar los datos de cada IED con latencias mínimas. Los estándares disponibles y el análisis de brechas de los estándares se proporcionan en la literatura [???].

**Asunto clave 3:** Validación de datos. Es importante que los datos sean validados y caracterizados en términos de precisión y puntualidad antes de que los utilicen las aplicaciones. Nuevamente, debido a la gran cantidad de datos, la validación distribuida y la caracterización de los datos es muy importante.

**Asunto clave 4:** Varias aplicaciones requieren datos a diferentes velocidades, precisión y puntualidad. Es importante reconocer los ahorros que se pueden lograr al diseñar un WAMS para proporcionar datos a las aplicaciones más exigentes (por ejemplo, protección del sistema o monitoreo de estabilidad) y poder también proporcionar datos a otras aplicaciones menos exigentes. Un WAMS bien diseñado puede diezmar los datos y proporcionar datos a cualquier aplicación al ritmo, precisión y puntualidad requeridos por la aplicación específica. El enfoque de la industria es crear concentradores de datos (DC) para facilitar el tráfico y el acondicionamiento de los datos. Actualmente se está trabajando mucho para diseñar concentradores de datos que se especialicen en datos de sincrofasores, es decir, PDC (concentradores de datos fasoriales).

**Asunto clave 5:** Ciertas aplicaciones específicas para WAMS requieren datos a velocidades rápidas, sincronizados con precisión y con una latencia de tiempo muy pequeña. Debido a que la red eléctrica es un sistema geográficamente disperso que abarca grandes distancias, las latencias no se pueden reducir por debajo de los tiempos de viaje en el circuito de comunicación (por ejemplo, el tiempo de viaje para una línea de 150 millas que usa comunicaciones de fibra óptica es de aproximadamente 2 milisegundos en una dirección). El desafío será desarrollar WAMS distribuidos y aplicaciones que puedan usar datos en las cercanías de la aplicación para evitar latencias prolongadas. El diseño de los PDC intenta abordar estos problemas con el objetivo de minimizar la latencia en los datos.

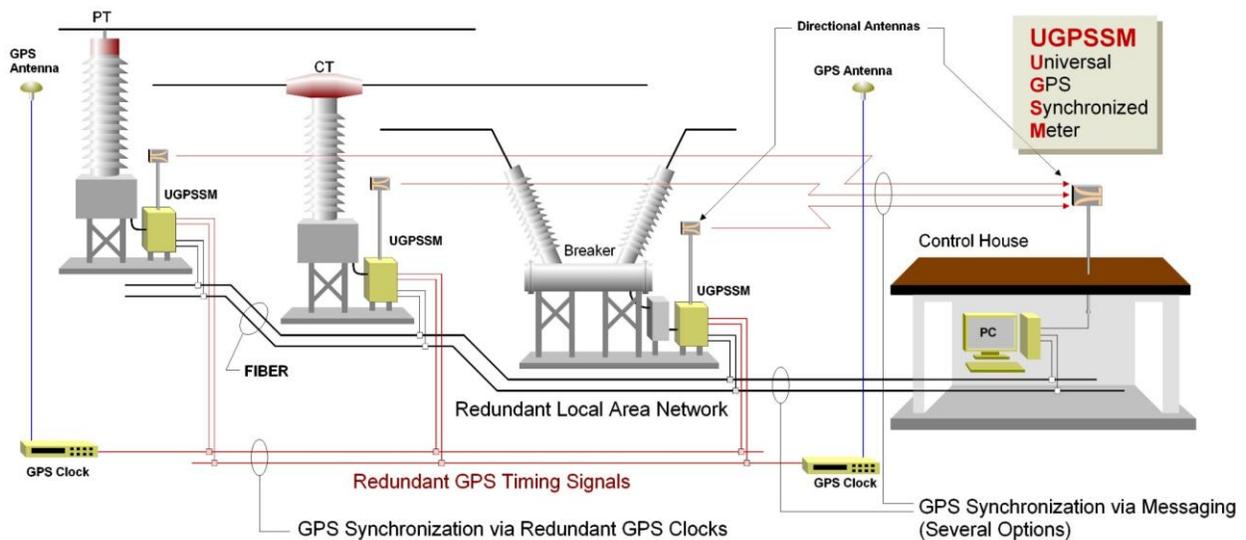
### **11.0 Retransmisión de sistemas de potencia: el sistema de protección del futuro**

Considerando el estado actual de la tecnología en monitoreo, protección y control de sistemas de energía eléctrica, es fácil darse cuenta de que las posibilidades hacia un sistema de protección y control totalmente automatizado, autoorganizado, confiable y seguro son enormes. La tecnología también crea la posibilidad de ahorros sustanciales en la implementación del diseño general y el funcionamiento de dicho sistema. Para lograr estos objetivos, se deben ampliar muchos esfuerzos de investigación para desarrollar nuevos enfoques de protección y control que utilicen plenamente las capacidades de las tecnologías. Aquí discutimos un par de enfoques que tienen la capacidad de revolucionar la protección y el control.

**La subestación del futuro:** El primer enfoque a largo plazo es reconocer que el enfoque actualmente fragmentado de protección y control puede integrarse fácilmente con la tecnología actual. Un enfoque hacia este objetivo se ilustra en las Figuras 1.22 y 1.23. Las ideas presentadas en estas dos figuras son relativamente sencillas de explicar. Primero en la Figura 1.22, se muestra que la adquisición de datos en cualquier subestación compleja se puede realizar con unidades de fusión sincronizadas con GPS, indicadas como UGPSSM en la figura, que se colocan junto a los transformadores de medida. El esquema integra el sistema de adquisición de datos en un solo subsistema integrado que conecta todas las unidades de fusión a un bus de proceso en la casa de control de la subestación. El bus de proceso puede ser un solo dispositivo o varios dispositivos. Este sistema permite la redundancia, por ejemplo, puede haber más de un TT o TC conectado a la misma parte del sistema. En el bus de proceso, todos los datos recopilados están disponibles. Las conexiones y los datos

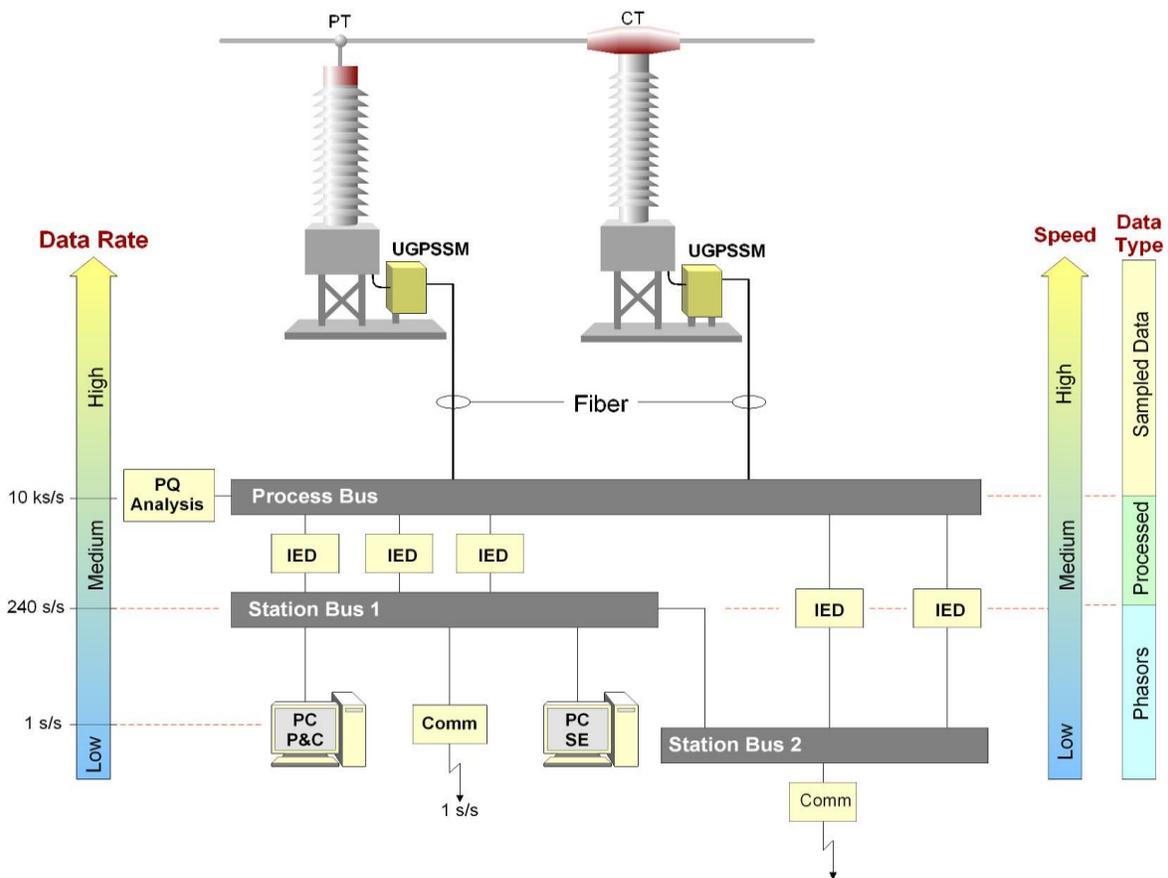
el tráfico se muestra en la Figura 1.23. Tenga en cuenta que se pueden conectar varios IED (relés, PMU, registradores, etc.) al bus de proceso. Estos dispositivos procesan los datos y crean los "datos procesados", es decir, calculan cantidades como valores rms, fasores (magnitud y fase), potencia real, potencia reactiva, armónicos, etc. Los datos procesados están disponibles para el "bus de estación". Los IED, relés, PMU también pueden realizar sus propias funciones, es decir, realizar una función de protección específica y, cuando sea apropiado, emitir un comando de disparo a un interruptor. El comando de disparo se comunicará a través de la fibra óptica a la unidad de fusión en el campo y la ejecución real del comando de disparo.

La figura 1.23 también muestra el flujo de datos y los tipos de datos en cada nivel de la arquitectura ilustrada en la figura 1.22. Si bien la figura muestra múltiples IED, relés, PMU, etc., es posible que una sola PC, con la potencia de cálculo adecuada, realice el procesamiento de los datos y la ejecución de diversas funciones de protección y control. Sin embargo, en general, la redundancia puede ser necesaria para aumentar la confiabilidad del sistema.



**Figura 1.22: Posible enfoque hacia la integración de la adquisición, protección y Control y Comunicaciones**

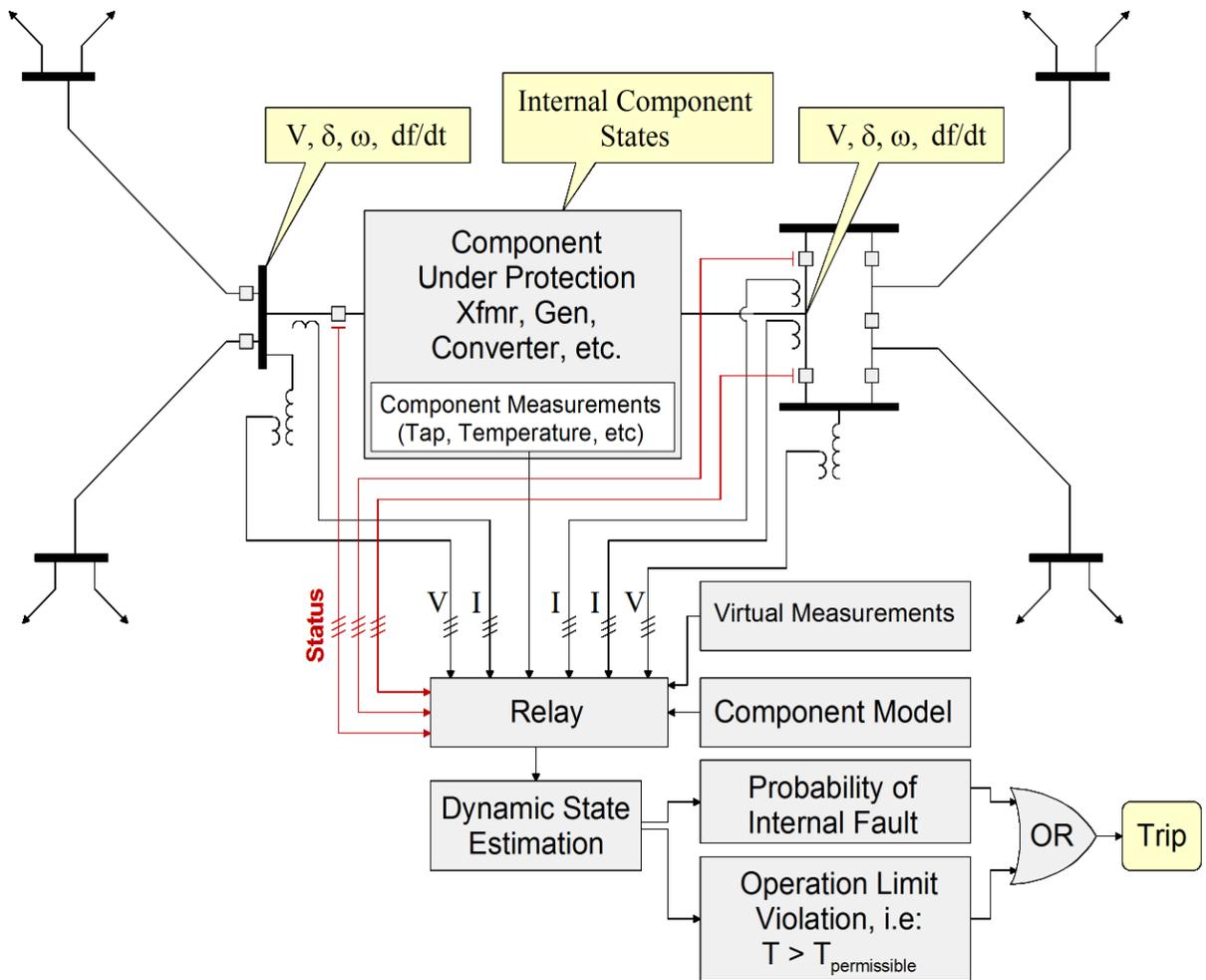
El esquema propuesto permite un enfoque integrado de la protección. Considere el hecho de que los relés de protección actuales se basan en una pequeña cantidad de entradas para reconocer las condiciones de funcionamiento del dispositivo (zona) que protegen a fin de tomar una decisión. Si bien los ingenieros inteligentes han diseñado algoritmos notables para identificar condiciones intolerables a partir de un número limitado de entradas, existen áreas grises donde estos algoritmos no pueden proporcionar la respuesta con certeza o con la velocidad requerida. Más información proporcionará más certeza en estos algoritmos. Con el esquema propuesto es posible diseñar un algoritmo de relé que use todos los datos disponibles en el bus de proceso para identificar condiciones intolerables y la causa de la condición. En este caso, la decisión de protección (qué interruptores operar y cuáles no) es una tarea bastante más simple.



**Figura 1.23: Posible enfoque hacia la integración de la adquisición, protección y Control y Comunicaciones**

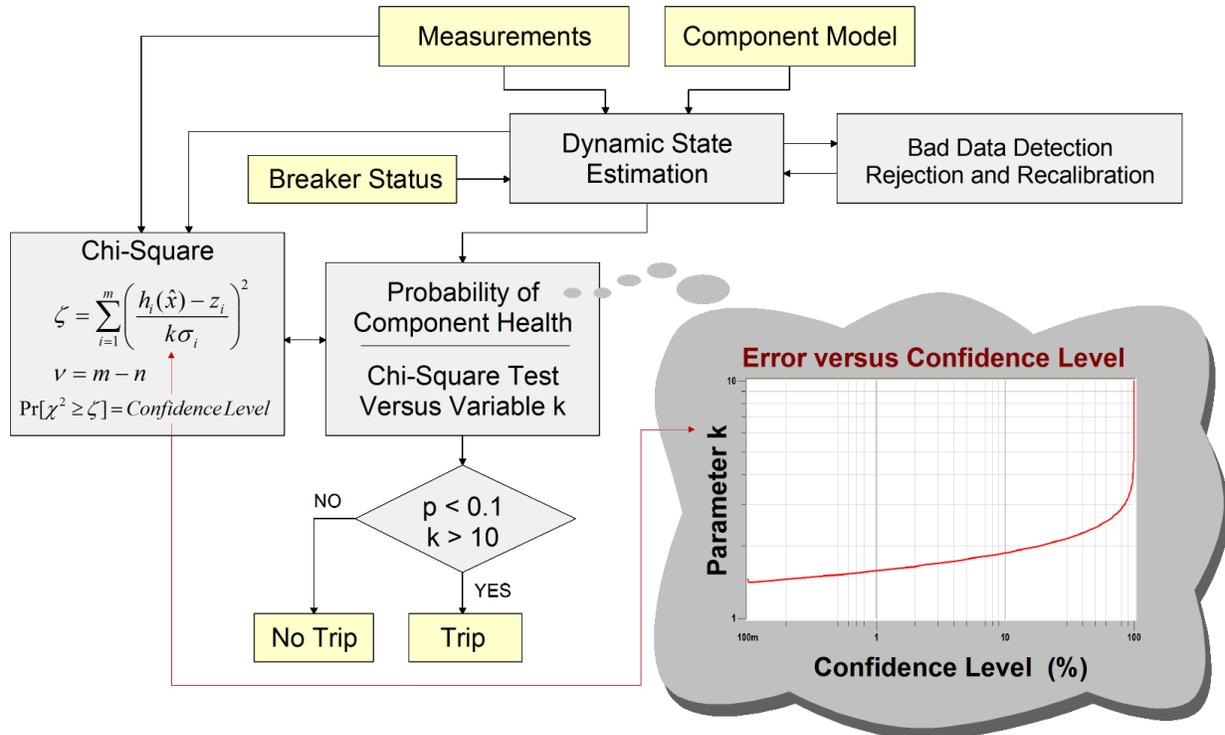
**Protección basada en estimación de estado dinámico:** Recientemente ha surgido otro enfoque. Este enfoque se inició en Georgia Tech con fondos de EPRI bajo la iniciativa de transformación de la red de EPRI. Los impulsores del nuevo enfoque son: (a) minimizar la complejidad de los relés de protección y, si es posible, evolucionar hacia esquemas de protección sin ajustes, (b) proporcionar una protección segura y confiable de los componentes de potencia como un generador, línea, transformador, etc., y (c) proporcionar una infraestructura que valide el modelo de los componentes del sistema eléctrico.

El método propuesto utiliza la estimación del estado dinámico [???], [???], basada en el modelo dinámico del componente, que refleja con precisión las características no lineales del componente, así como la carga y el estado térmico del componente. El enfoque se ilustra brevemente en la Figura 1.24. El método requiere un sistema de monitoreo del componente bajo protección que mida continuamente los datos del terminal (como la magnitud y el ángulo del voltaje del terminal, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia) y los datos del estado del componente (como el ajuste de la toma (si es un transformador) y temperatura). La estimación del estado dinámico procesa estos datos de medición con el modelo dinámico del componente que produce las condiciones operativas del componente.



**Figura 1.24 Enfoque de relés de protección mediante estimación de estado dinámico**

La condición de funcionamiento se puede comparar con los límites de funcionamiento del componente para desarrollar la acción de protección. La lógica de la acción de protección se ilustra en la figura siguiente.



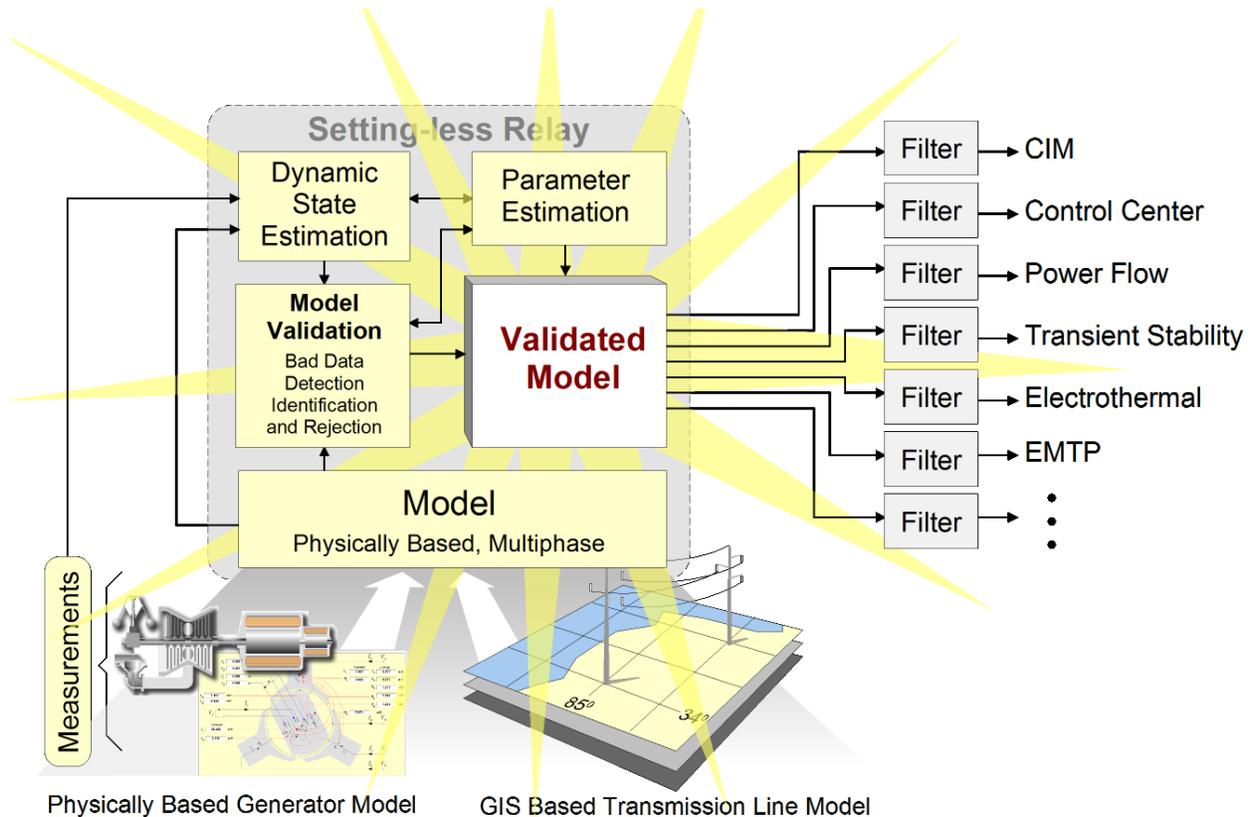
**Figura 1.25 Flujo de datos y lógica de la protección basada en la estimación del estado dinámico**  
Enfoque de retransmisión

Este enfoque enfrenta algunos desafíos que pueden superarse con la tecnología actual. A continuación se ofrece una lista parcial de los desafíos:

1. Capacidad para realizar la estimación del estado dinámico en tiempo real (cada período de muestreo puede ser muy bajo, por ejemplo 250 microsegundos).
2. Problemas de inicialización.
3. Comunicaciones en caso de un componente geográficamente extendido (es decir, líneas).
4. Nuevos enfoques de modelado de componentes: por ejemplo, se pueden modelar las características de saturación magnética de los transformadores, se deben modelar con precisión los convertidores en los sistemas de turbinas eólicas y otros.
5. Requisito de mediciones sincronizadas con GPS en caso de múltiples sistemas de adquisición de datos independientes, como sistemas de adquisición de datos en los dos extremos de una línea, y otros.
6. otro

La cuestión del modelado es fundamental en este enfoque. Para tener éxito, el modelo debe ser de alta fidelidad para que el estimador del estado del componente determine de manera confiable el estado operativo (salud) del componente. Por ejemplo, considere un transformador durante la energización. El transformador experimentará una alta corriente de entrada que representa una condición de funcionamiento tolerable y, por lo tanto, no debe ocurrir ninguna acción de relé. El estimador de estado dinámico de componentes debería poder "rastrear" la corriente de entrada y determinar que representan una condición de funcionamiento normal (tolerable). Esto requiere un modelo de transformador que modele con precisión la saturación y la corriente de entrada en el

transformador. Podemos prever la posibilidad de que un modelo de alta fidelidad utilizado para relés de protección pueda utilizarse como depósito principal del modelo que pueda proporcionar el modelo adecuado para otras aplicaciones. Por ejemplo, para las aplicaciones de EMS, se puede calcular un modelo de secuencia positiva a partir del modelo de alta fidelidad y enviarlo a la base de datos de EMS. La ventaja de este enfoque será que el modelo EMS vendrá de un modelo validado en campo (la utilización del modelo por el relé en tiempo real proporcionará la validación del modelo).



**Figura 1.26 Un enfoque para la retransmisión basada en estimaciones de estado con monitoreo de modelos**

El enfoque que se muestra en la Figura 1.24 proporciona beneficios adicionales. Primero, la estimación del estado dinámico se puede utilizar para determinar si el sistema de protección general es consistente, las relaciones VT y CT son las correctas, las conexiones son consistentes, etc. Cualquier discrepancia se mostrará en los resultados de la estimación del estado dinámico. Además, cualquier falla en la instrumentación, es decir, falla del VT, etc., será reconocida inmediatamente por la estimación del estado. Por lo tanto, proporciona una herramienta para detectar de manera eficiente fallas ocultas. Otra ventaja es que el sistema se puede utilizar para estimar los parámetros del componente que monitorea a partir de los datos redundantes. Esto dará como resultado la obtención del modelo correcto y validado del componente en tiempo real. Por lo tanto, el relevo ahora puede servir como el "creador y guardián" del modelo validado del componente. El modelo también puede enviarse a otras aplicaciones o enviarse a un depósito central de la empresa. Los filtros pueden proporcionar el modelo a una aplicación específica y en la forma adecuada como se ilustra en la Figura 1.26.

## 12.0 Banco de pruebas de relés del sistema de potencia

Los ejemplos ilustrativos son siempre una excelente herramienta pedagógica. En este libro usaremos muchos de estos ejemplos. Además, organizaremos estos ejemplos de tal manera que siempre resulten familiares para el lector. Por ello, presentamos aquí un banco de pruebas genérico de sistemas de energía eléctrica que nos servirá para obtener ejemplos concretos a lo largo del libro. El banco de pruebas del sistema de energía eléctrica se ilustra en la Figura 1.27. Tenga en cuenta que el sistema comprende dos subestaciones generadoras, una subestación de transmisión, una subestación de distribución y varios alimentadores de distribución. El sistema de energía eléctrica del banco de pruebas es un modelo orientado a interruptores y proporcionará muchos ejemplos ilustrativos para la aplicación de los conceptos de relés de protección discutidos en el libro de texto. El modelo está disponible en formato WinIGS. El programa WinIGS se utilizará como herramienta computacional para realizar una variedad de aplicaciones de relés de protección.

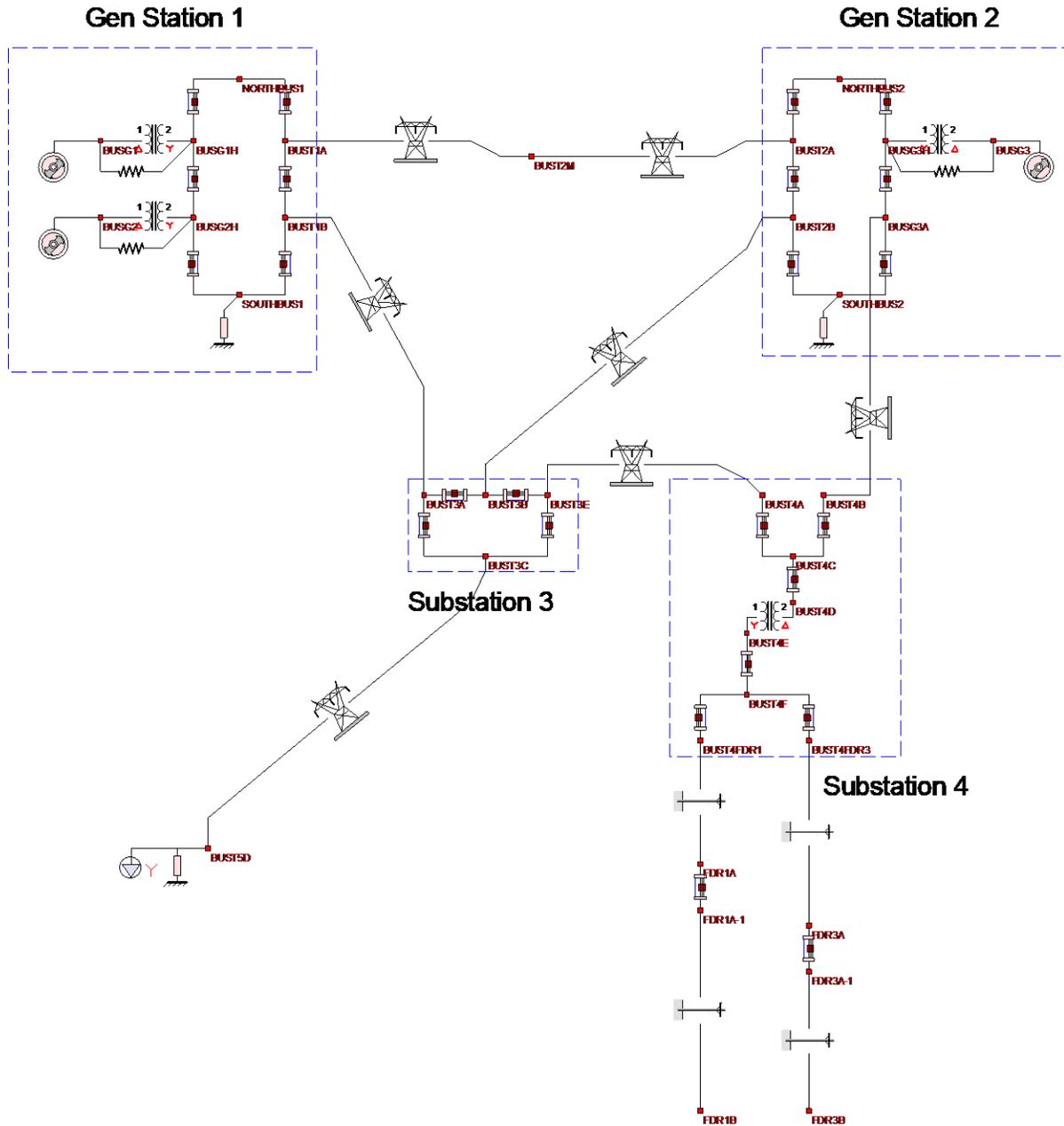


Figura 1.27. Banco de pruebas del sistema de energía eléctrica

**Comentarios para mejorar:**

1. Convierta la Gen Station 1 en una planta de nivel de dos kV (230 kV, 115 kV).
2. Convierta la subestación de transmisión en una subestación de nivel de dos kV.

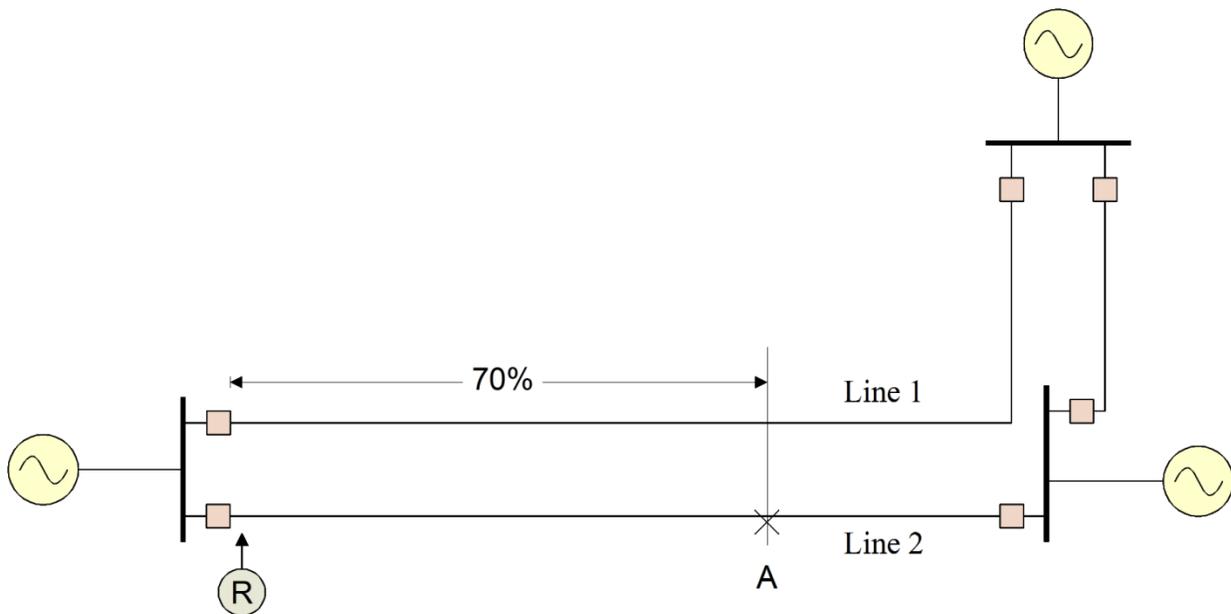
### 13.0 Problemas

**Problema P1.1:** Obtenga una copia de IEEE Std C37.2-1996, "Números de función y designaciones de contacto de dispositivos del sistema de energía eléctrica estándar IEEE".

Proporcione la descripción funcional de los siguientes dispositivos (un par de oraciones serán suficientes; se le anima a evitar copiar el estándar y utilizar sus propias palabras):

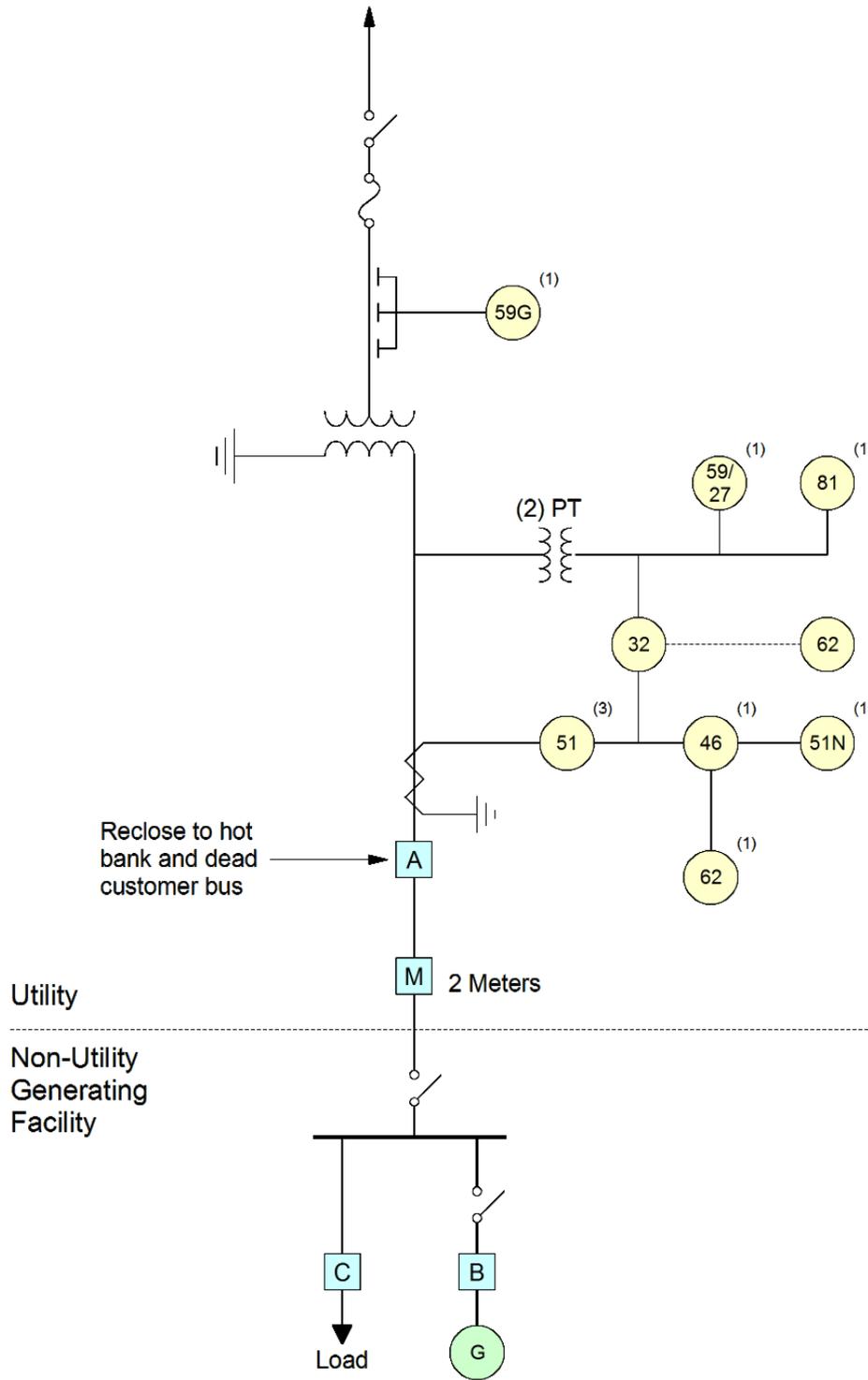
21  
24  
27  
32  
40  
46  
47  
50  
51  
59  
81  
87

**Problema P1.2:** Considere el sistema de energía eléctrica de la Figura P1.2. Seleccione zonas de protección para este sistema. Sea específico en cuanto a los límites de las zonas de protección. Coloque los TC y PT como requeridos.



**Figura P1.2**

**Problema P1.3:** Un generador que no es de servicios públicos está protegido con el esquema de protección que se muestra en la Figura P1.3. Describe con dos frases la función de cada uno de los relés indicados.



**Figura P1.3**

**Solución:** Las funciones de los relés indicados son:

59G: Relé de sobretensión de tierra.

59/27: relé de sobre y bajo voltaje.

81: Relé de frecuencia (normalmente sobrefrecuencia y subfrecuencia). 32:

Relé de potencia inversa.

62: Temporizador de retardo.

46: Relé de fase inversa. 51:

Relé de sobrecorriente.

51N: Relé de sobreintensidad de neutro.

**Problema P1.4:** Considere el sistema de energía eléctrica de la figura P1.4. Seleccione zonas de protección para este sistema. Sea específico en cuanto a los límites de las zonas de protección. Asegúrese de que todo el sistema esté cubierto, es decir, que no haya ninguna parte del sistema que no pertenezca al menos a una zona de protección.

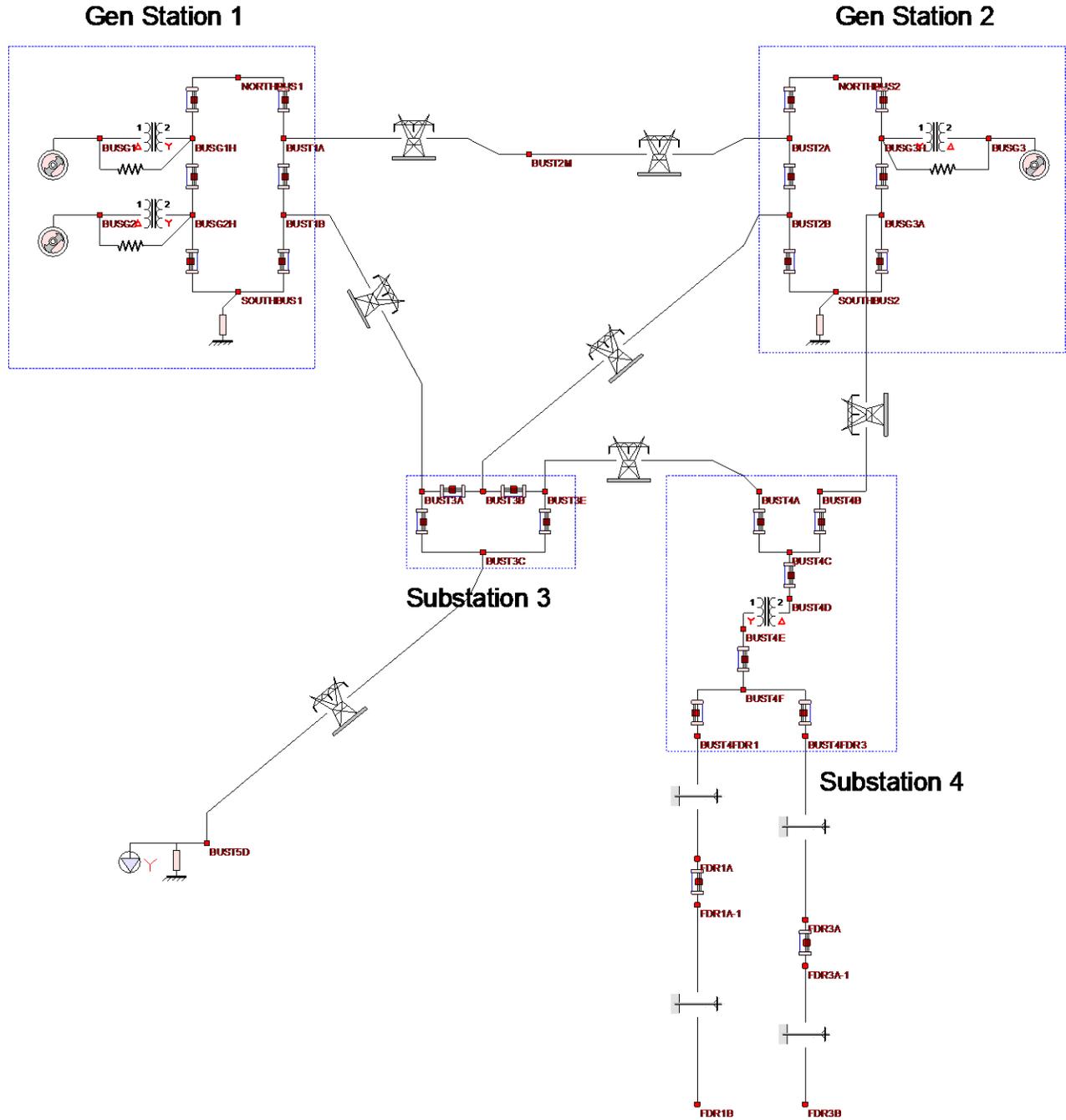


Figura P1.4