

Ventajas de los Relevadores Multifuncionales para Protección de Enlaces de Generación Independientes en Redes de Distribución

Jean León Eternod

Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V.
México, D.F., México

Resumen: En este trabajo se analizan, mediante un ejemplo de aplicación real, algunos de los problemas de protección de las interconexiones entre los pequeños generadores independientes y las empresas suministradoras de energía eléctrica. Se resaltan las ventajas de los relevadores digitales multifuncionales para resolver este tipo de problemas de protección y control.

I. INTRODUCCIÓN

Con la incorporación de los permisionarios de energía eléctrica a las redes de distribución, cambian radicalmente los requerimientos de los esquemas de protección y control de la interconexión de las industrias con generación con la empresa suministradora. Al no existir una normatividad nacional de aplicación general al respecto, y debido a las variantes en la configuración de estas interconexiones, muchos proyectos no contemplan todos los aspectos necesarios de protección y control.

Actualmente los relevadores microprocesados permiten incorporar en un solo equipo diversas funciones útiles para proporcionar un esquema con las características requeridas, haciendo uso de los avances tecnológicos que permiten mayor confiabilidad a un costo más bajo.

Este artículo presenta, por medio de un ejemplo de aplicación real, algunos de los problemas comunes en este tipo de interconexiones, y propone las soluciones aplicando relevadores microprocesados. No es un objetivo del trabajo mostrar una revisión exhaustiva de todas las configuraciones posibles.

El esquema presentado fue aplicado a un permisionario con 5 MVA de capacidad, interconectado a un circuito de 23 kV; el relevador multifuncional realiza funciones de 67/67N bidireccional, 59N o 64N, 25/27, 81, y proporciona la capacidad de comunicación necesaria para un disparo directo transferido.

II. NUEVOS PERMISIONARIOS DE ENERGÍA

A partir de los cambios en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en México y el desarrollo de tecnologías más eficientes para generadores pequeños, el número de empresas con cogeneración y/o autoabastecimiento se ha incrementado. Muchos de estos usuarios incluyen en su proyecto energético el aprovechamiento del gas o vapor utilizado por otros procesos industriales y no solo la generación de electricidad, lo que hace atractivo económicamente el proyecto, sin que necesariamente la venta de energía sea su principal objetivo.

No existe actualmente una regulación de aplicación general para la protección y el control de la interconexión con estos permisionarios. Las especificaciones aplicables para grandes productores conectados a las redes de transmisión pudieran resultar muy costosas o complejas de aplicar en redes de distribución.

En muchas ocasiones el nuevo permisionario introduce la generación en instalaciones existentes, donde ya hay tableros metalclad, o donde el único medio de interconexión es un restaurador (en poste de distribución). En estos casos es complicado instalar esquemas adicionales.

En estas instalaciones el uso de relevadores multifuncionales con las características adecuadas proporciona las funciones de protección y control necesarias. El relevador puede también aportar la capacidad de comunicación necesaria para implementar funciones de disparo transferido directo.

III. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Una empresa química, con necesidad de vapor para sus procesos, instaló un generador de 5 MVA con un consumo interno cercano a 4 MVA. La empresa suministradora tiene un alimentador exclusivo para este cliente. La acometida es en 23 kV a un bus, donde hay algunos transformadores con cargas en baja tensión protegidos con fusibles. Hay un transformador de 23/4.16 kV, conexión delta-estrella, donde hay cargas y además se conecta el nuevo generador. El unifilar de la Fig. 1

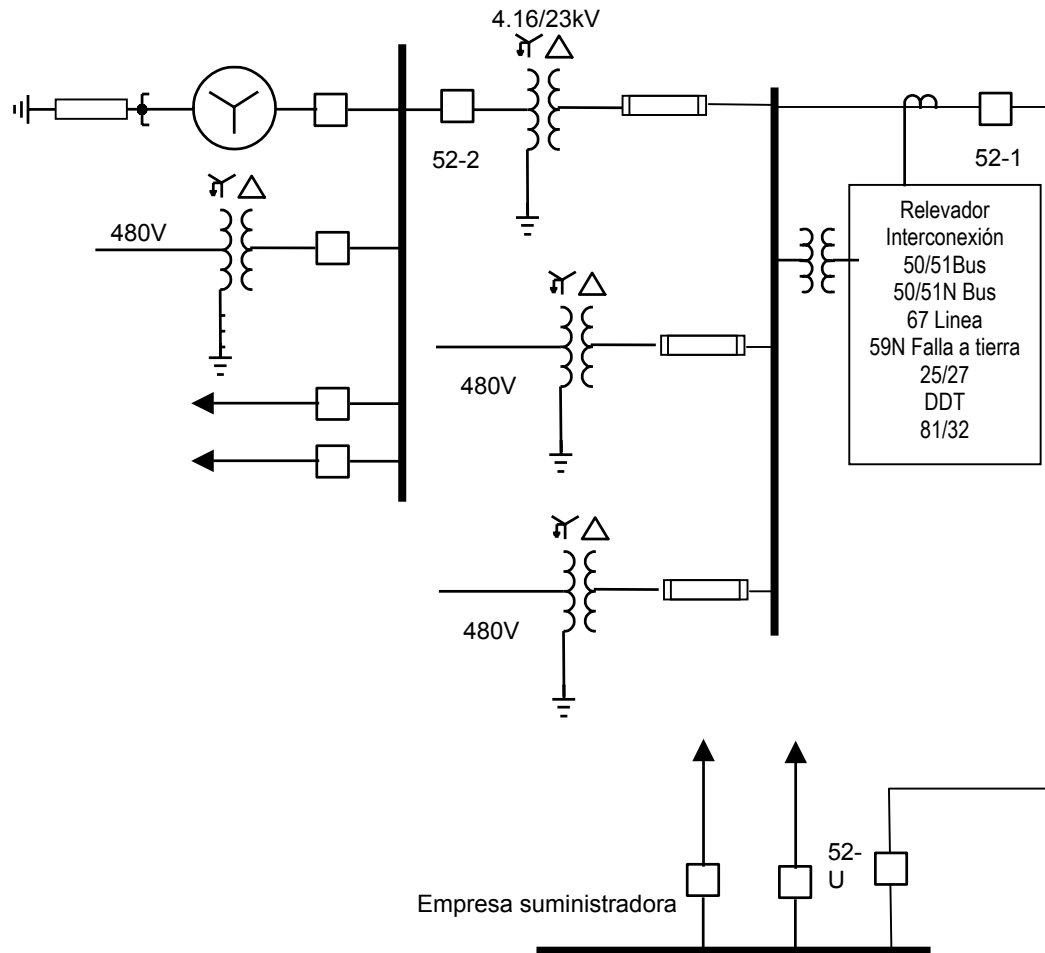


Fig. 1. Diagrama unifilar del sistema eléctrico industrial.

muestra la instalación. Las protecciones requeridas por la empresa suministradora y el cogenerador son:

- Protección contra fallas entre fases y fallas a tierra en la línea.
- Protección contra fallas entre fases y fallas a tierra en el bus de 23 kV.
- Verificación de sincronismo.
- Verificación de línea viva/bus muerto (no deben cerrar con bus vivo línea muerta ni con bus y línea muertas).
- Control de sincronización, que solo puede actuar sobre 52-1 o 52-2.
- Disparo directo transferido y control de disparo desde la empresa suministradora.
- Separación del sistema con baja frecuencia y exportación de potencia.

IV. PROTECCIÓN CONTRA FALLAS ENTRE FASES

La aportación de corriente de falla de la acometida a este bus es de 3662 A, mientras que la del cogenerador al sistema es de solo 639 A (Fig. 2). Esta gran diferencia de

nivel de cortocircuito permite brindar la protección contra fallas entre fases en el bus con un relé no direccional (50/51), que puede ser ajustado en forma muy segura para una corriente del 50% de la de falla (1800 A); el relé no operará para falla en la línea, por ser muy baja la aportación. Esta protección debe coordinarse con los fusibles de los transformadores y sus protecciones de baja tensión, evitando su operación instantánea para fallas en el bus de baja tensión. También debe cuidarse su coordinación con la corriente de inrush de los transformadores. Esto impide hacer más sensible esta protección.

Para la protección contra fallas entre fases en la línea es necesario un ajuste más sensible, para poder detectar la baja aportación de falla (633 A). La solución se logra con un relé direccional de sobrecorriente de fase (67) orientado en dirección a la línea, que debe coordinarse para:

- No disparar en instantáneo para fallas en otros alimentadores que salen de la subestación de la empresa suministradora.

- No disparar con transitorios de exportación de carga hacia el sistema que pudieran ser normales.

Las fuentes de polarización más adecuadas para este relevador son: voltaje de secuencia negativa para fallas entre fases, y voltaje de secuencia positiva con memoria para fallas trifásicas.

Podría pensarse en una sola protección de sobrecorriente (50/51) para ambas fallas entre fases (bus y línea), ajustada por debajo de los 633 A, pues en ambos casos se dispara el mismo interruptor. Esta protección sería suficiente para la empresa suministradora, pero perdería coordinación con las protecciones de los transformadores en la barra de 23 kV y, por tanto, no es recomendable.

En caso de que las aportaciones de la planta al sistema y viceversa fueran muy parecidas, sería necesario utilizar un relevador direccional para la protección del bus, además del 67 requerido para protección de línea.

V. PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA

En este sistema no hay aportación de corriente de falla a tierra del cogenerador a la línea, debido a que todos sus transformadores conectados al bus de 23 kV tienen conexión delta en el lado de 23 kV. Esta es una condición muy común en instalaciones en que la generación se conecta a una instalación industrial existente.

El sistema tiene una aportación de 3848 A para fallas a tierra en la línea o el bus.

Para fallas a tierra en el bus, las protecciones del 52-U y del 51-1 pueden disparar por acción de un relevador 50/51N (ver Fig. 2). Sin embargo, la falla seguirá siendo alimentada por el generador sin aportación de corriente. Esto sucede también para fallas en la línea, donde el relevador en la empresa suministradora dispara por 50/51N, pero ninguna protección de corriente podrá disparar el 52-1.

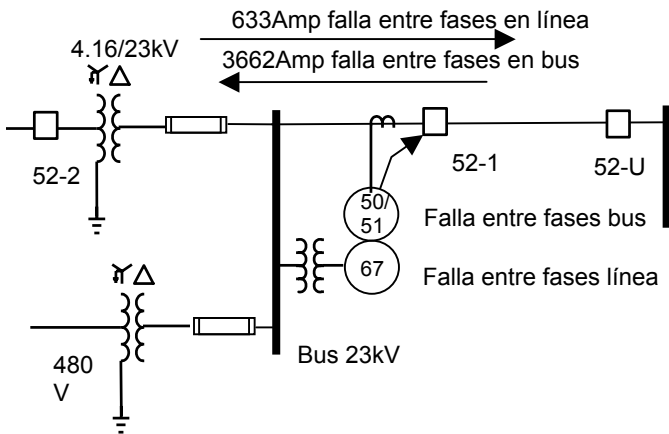


Fig. 2. Contribuciones para cortocircuitos entre fases en el sistema.

Al presentarse una falla a tierra en un sistema sin puntos de aterrizamiento (en delta), pero con fuentes de alimentación, el voltaje de la fase fallada se va a cero y los voltajes de las fases sanas crecen, como se muestra en la Fig. 3.

Si bien no hay corriente de falla, es necesario aislar la falla de las fuentes, pues las otras dos fases estarán sometidas a voltajes 1.73 veces mayores que los voltajes normales de fase a tierra. Existe un gran riesgo de fallas en cualquier punto del aislamiento en todo el sistema en delta en estas condiciones. En este sistema los voltajes entre fases son de 23 kV y, si se presenta una falla a tierra, los aislamientos estarán sometidos a 23 kV de fase a tierra en lugar de los 13.28 kV para los que fueron diseñados. También pueden presentarse altos voltajes transitorios durante las fallas a tierra, sobre todo en el caso de sistemas con cables y mucha capacitancia de fase a tierra.

En general hay dos soluciones:

1. Dotar al sistema de una fuente de falla a tierra, generalmente por medio de un transformador zig-zag. En este caso se puede tener protección por relevadores de sobrecorriente, y, dependiendo del nivel de falla, puede requerirse direccionalidad. La protección puede coordinarse para ser selectiva como en cualquier sistema aterrizado. Esto implica un equipo primario adicional, mayor costo y espacio.
2. Proteger por voltaje residual o de secuencia cero. Este voltaje se calcula como la suma vectorial de los tres voltajes de fase a tierra ($3V_0 = V_A + V_B + V_C$). En condiciones normales $3V_0$ vale cero; con falla a tierra alcanza un valor de tres veces el nominal de fase a tierra. Midiendo este voltaje se puede detectar voltaje la falla a tierra en el sistema, pero en forma no selectiva; es decir, no se puede saber la ubicación de la falla en el sistema no aterrizado. Esta es una solución fácil de implementar y no requiere coordinación.

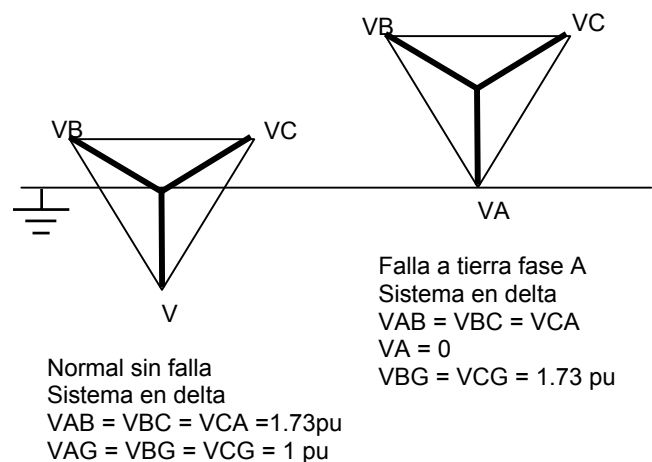


Fig. 3. Desplazamiento del neutro para fallas a tierra en un sistema aislado de tierra.

Para la protección que utiliza voltaje residual $3V_0$, en instalaciones antiguas se usaba un juego adicional de transformadores de potencial conectados en delta rota y un relevador extra para este propósito (ver Fig. 4).

En un relevador microprocesado es posible hacer la suma vectorial para calcular $3V_0$ dentro del relevador a partir de las mismas señales de voltaje de fase que se utilizan para las demás funciones de protección. Con ello se ahorra la instalación y conexión de un juego de transformadores de potencial adicionales (ver Fig. 5).

En caso de falla a tierra en la línea, es suficiente el disparo del 52-1 (ver Fig. 6); para falla en el bus es necesario eliminar la aportación del generador al bus de 23 kV y, por tanto, es necesario transferir el disparo de esta protección al 52-2.

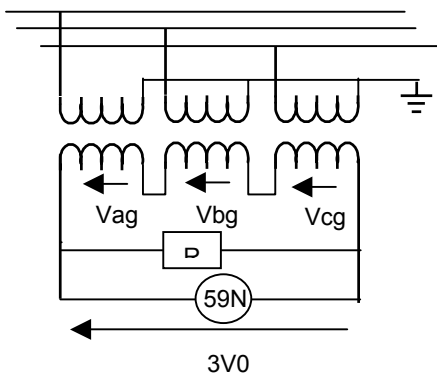


Fig. 4. Conexión estrella-aterrizada/delta rota de transformadores de potencial.

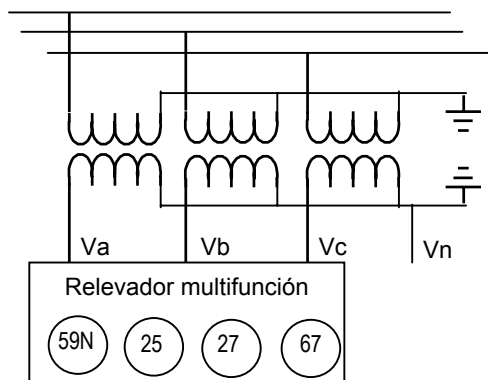


Fig. 5. Conexiones de voltajes a un relevador microprocesado, evitando una entrada de $3V_0$.

Dado que el 59N no es capaz de discriminar entre falla en la línea o el bus, es conveniente buscar algún medio de disparo más rápido que el 52-1 para falla en la línea, sin disparar ninguna carga y retrasar el disparo para falla en el bus. Este medio es el disparo directo transferido que se describe más adelante.

VI. VERIFICACIÓN DE SINCRONISMO Y PERMISOS DE CIERRE

La mayoría de los esquemas de generación modernos tienen controles de sincronización automática, que envían pulsos de subir o bajar velocidad o voltaje en el generador hasta que se dan condiciones adecuadas para sincronizar, y se genera el cierre.

Estos esquemas suelen ser bastante seguros y tener permisivos por diversas condiciones. Sin embargo, se recomienda el uso de un verificador de sincronismo al nivel del interruptor de interconexión, por los siguientes motivos:

- El control de sincronización puede fallar y mandar un cierre incorrecto (respaldo a la falla del control).
- El interruptor puede intentar ser cerrado localmente por error o mala conexión en los circuitos de corriente directa sin haber recibido orden del control.
- La empresa suministradora puede requerir probar y supervisar que exista verificación de sincronismo en este interruptor sin realizar todas las pruebas de sincronización automática que el control de sincronización requiere.

Las características deseables en este verificador son:

- Que pueda verificar voltaje vivo y dentro de niveles aceptables en ambos lados del interruptor.
- Que pueda verificar velocidad de deslizamiento (máxima diferencia en frecuencia entre los sistemas a sincronizar).
- Que pueda verificar que el cierre se dé con una diferencia angular adecuada entre señales.

Este verificador deberá ser en todos los casos un poco más permisivo que el control de sincronización para evitar conflictos de control.

Por otra parte, en esta instalación el control de sincronización solo tiene señales para 52-1 y 52-2. El interruptor 52-U de la empresa suministradora no cuenta con verificación de sincronismo ni es deseable que se pueda dar un cierre en este interruptor sin tener el control del generador. Por tal motivo es necesario supervisar que, si no hay voltaje de los dos lados del 52-1, sólo se pueda cerrar para alimentar la industria en caso de no tener generación local, y que el 52-U ya haya sido cerrado antes (línea viva/bus muerto).

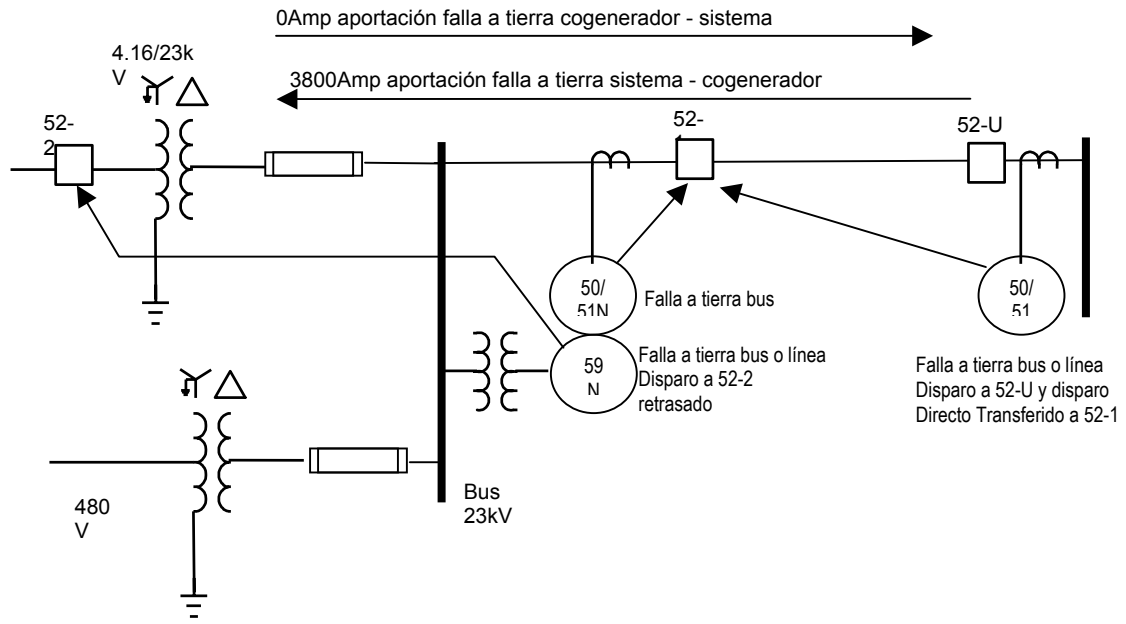


Fig. 6. Contribuciones para fallas a tierra en el sistema.

No debe permitirse el cierre con bus vivo/línea muerta ni con bus muerto/línea muerta, pues se correría el riesgo de un cierre del 52-U sin verificación, lo que sería dañino para el 52-U, pero, sobre todo, para el generador. Si esto se realizara con relevadores sueltos y contactos, el esquema quedaría como se muestra en la Fig. 7.

Con un relevador microprocesado con lógica programable se puede implementar el esquema de la Fig. 8. Las ventajas de la lógica programable son:

- Menos alambreado.
- Menos puntos de falla.
- Menos costo.
- Menos espacio.
- Mayor flexibilidad para realizar cambios.

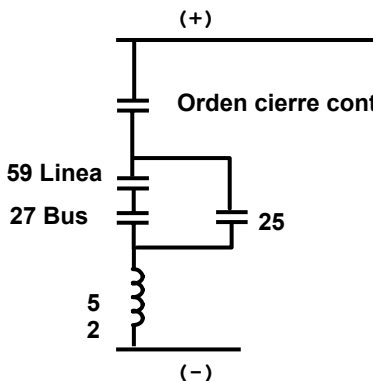


Fig. 7. Lógica de bloqueo del cierre del interruptor 5-U utilizando relevadores sueltos.

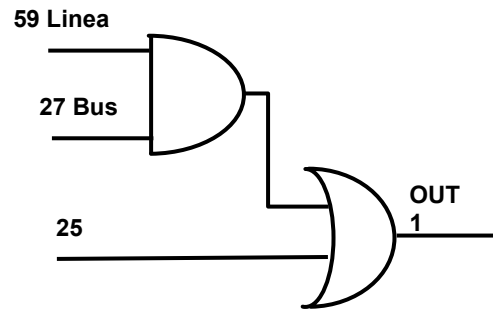


Fig. 8. Versión en lógica programable del esquema de la Fig.7.

VII. DESCONEXIÓN POR BAJA FRECUENCIA

La protección del generador debe contar con protección de baja frecuencia para evitar daños en la turbina por operaciones fuera de velocidad nominal. Los requisitos de esta protección son descritos en la guía IEEE C37.106 [1].

La empresa suministradora no tiene interés en disparar a la industria en condiciones de baja frecuencia, pues su generación contribuye (aunque sea pequeña la aportación) a mantener la frecuencia del sistema. Aún sin estar generando en el momento del disturbio, la industria puede ser un cliente importante que no está dentro del esquema de tiro de carga de la empresa suministradora. Entonces puede preguntarse: ¿para qué se requiere un esquema de desconexión por baja frecuencia?

En un primer escenario, la industria puede estar requiriendo potencia de la empresa suministradora por no tener en ese momento generación local. En este escenario lo conveniente es mantenerla conectada y esperar la recuperación de la empresa suministradora por acción del control de regulación o tiro de otras cargas en la región; por tanto, no debe operar el relevador de baja frecuencia.

En un segundo escenario la industria puede estar generando y abasteciendo su carga. Si ocurre un disturbio con baja frecuencia en la red, el generador responderá por efecto inercial y tenderá a exportar energía hacia el sistema, además de tener baja frecuencia. Dada la pequeña capacidad del generador, es imposible que sus controles lo hagan recuperar la frecuencia adecuada si el sistema no se recupera. Si la frecuencia sigue bajando, es posible que llegue al límite de baja frecuencia del generador y éste dispare. En este escenario es conveniente que un relevador de baja frecuencia opere y desconecte la industria del sistema cuando haya baja frecuencia y exportación de potencia hacia el sistema. El sistema industrial opera aislado, autoabasteciéndose hasta que el sistema se recupere. Esto es particularmente importante si la industria tiene cargas sensibles a la baja frecuencia. El esquema debería estar ajustado para disparar el 52-1 cuando haya exportación de energía y la frecuencia esté ligeramente arriba de los ajustes de las protecciones del generador.

Los ajustes más adecuados para este tipo de esquema pueden ser determinados mediante estudios con un simulador de estabilidad. Las preguntas básicas a contestar para definir si se instala, y determinar los ajustes del esquema, son:

- a) ¿Puede el generador alimentar la carga de la industria?
- b) ¿Es necesario el tiro de carga o de generación interno para mantener el balance carga-generación después de la desconexión?
- c) ¿Cuánta potencia se exporta cuando hay disturbios de baja frecuencia en el sistema?

Para implementar esta desconexión son necesarios, por tanto, dos elementos: baja frecuencia (81) y direccional de potencia (32). Si no se cuenta con un elemento direccional de potencia, es posible dar una solución aceptable con un relevador direccional de sobrecorriente (67).

VIII. DISPARO DIRECTO TRANSFERIDO Y OTROS CONTROLES

El disparo directo transferido (DDT) es normalmente requerido en este tipo de instalación por la empresa suministradora por los siguientes motivos:

- 1) Para evitar que el generador alimente una falla a tierra en la línea cuando el sistema está en delta y no puede disparar por corriente. En esta instalación la protección 59N evitaría esta condición, pero el disparo directo tiene dos ventajas:
 - a) Funciona como redundancia al 59N para fallas en la línea; esto es muy importante, pues no hay otro respaldo.
 - b) Garantiza un disparo rápido para fallas a tierra en la línea, permitiendo selectividad entre bus y línea. Si el 59N se retrasa lo suficiente, puede esperarse que, si la falla es en la línea, sea

librada en ambos extremos por el DDT, de modo que no se dispare el bus innecesariamente.

- 2) Para evitar que, después de un disparo del 52-U sin generación en la planta, se pueda dar la condición de que se empiece a generar con la interconexión cerrada (52-1).

La empresa suministradora puede requerir adicionalmente otras señales, tales como: estado de interruptor para su sistema de control y adquisición de datos, permisos de cierre, órdenes de apertura o alarmas del relevador en la interconexión (pérdida de fusibles, falla del relevador, etc.).

Estos requisitos (excepto el DDT) pueden ser cubiertos por una unidad terminal remota (UTR). Sin embargo, esto implica un equipo adicional y un canal de comunicaciones extra, y no cubre los requisitos del disparo directo transferido, el cual requiere un canal dedicado de alta velocidad para su operación, lo que implica un canal de comunicaciones adicional.

Los canales de teleprotección para DDT en redes de transmisión se han realizado en los últimos 40 años con costosos equipos de comunicación por carrier o microondas (ver Fig. 9). Estos equipos no son justificables económicamente en un sistema de distribución. Cuando el alimentador de la empresa suministradora es corto (no más de 1 ó 2 km), puede pensarse en la posibilidad de llevar el disparo directo con cable de cobre directamente. Esto, además de requerir un calibre grande, por la caída de tensión y canalización, implica también la necesidad de enlazar con un conductor aún mayor las tierras de las dos subestaciones para evitar el problema de elevación de potencial de tierra durante fallas.

Con un relevador multifuncional adecuado pueden resolverse estos problemas sin necesidad de equipos y canales extra.

IX. COMUNICACIÓN DIRECTA RELÉ-RELÉ (BITS EN ESPEJO)

Aprovechando la posibilidad de comunicación serial de los equipos microprocesados es posible intercambiar directamente señales de control entre relevadores [2]. Las ventajas son varias:

- 1) Al no transmitirse un nivel alto o bajo, sino una señal digital, puede intercambiarse más información entre extremos por el mismo canal. En el caso de la solución implementada en este trabajo se pueden intercambiar hasta ocho señales de teleprotección o control en cada dirección por un solo canal con bajo ancho de banda (ocho bits de control en cada dirección, que pueden ser usados en la lógica interna del relevador como se usan los contactos, para disparo, cierre, señalización o alarma). Esto implica multiplicar por ocho el número de servicios disponibles, como se muestra en la Fig. 10.

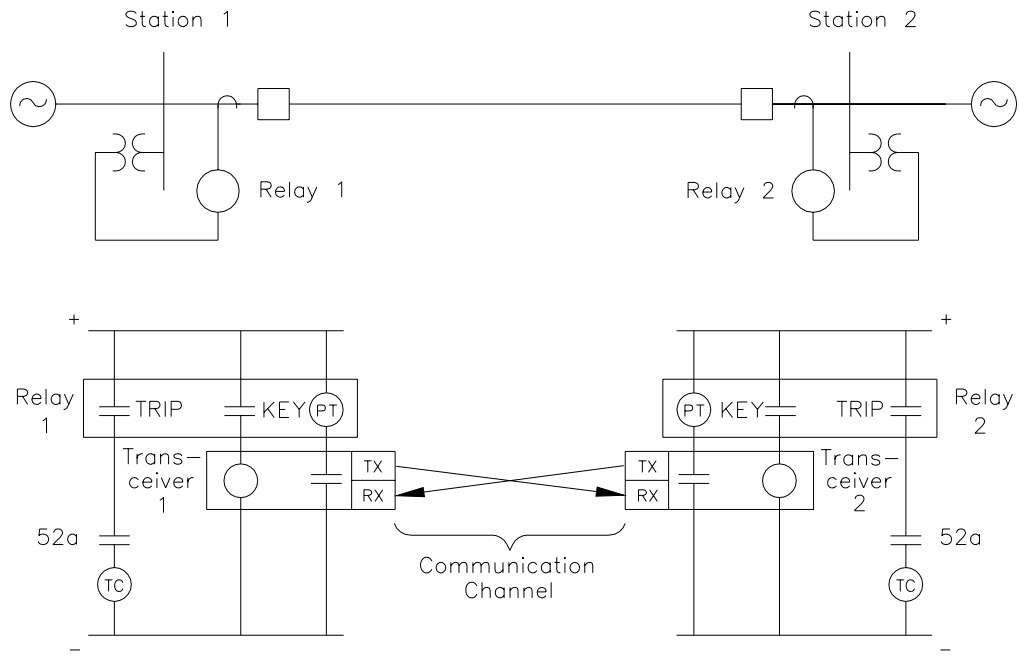


Fig. 9. Esquema de teleprotección tradicional.

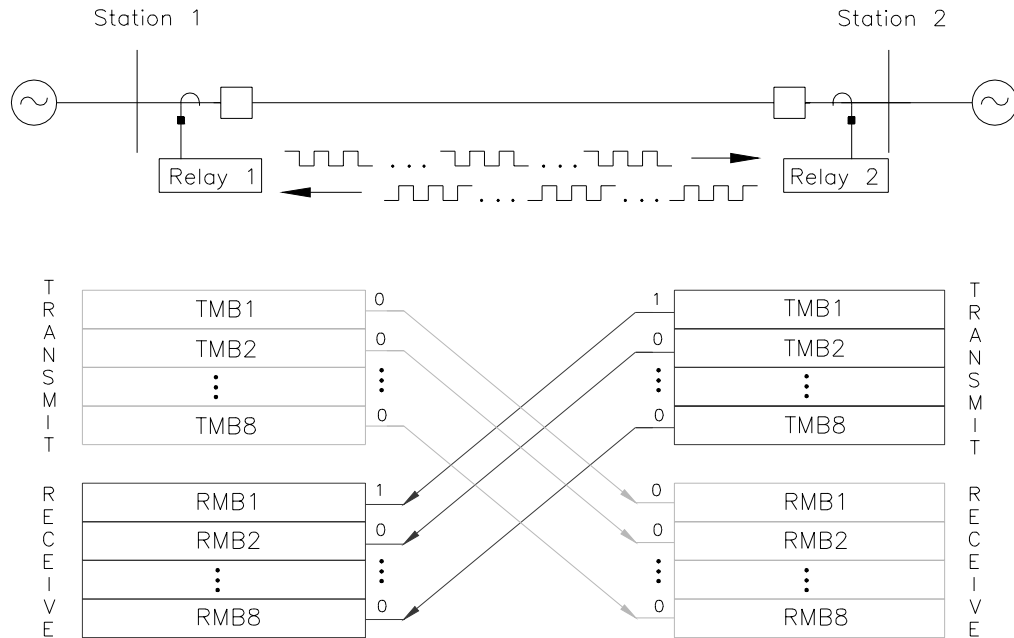


Fig. 10. Esquema de teleprotección utilizando bits en espejo.

- 2) Es posible supervisar permanentemente el estado del canal y emitir una alarma o tomar acción si se pierde la comunicación.
- 3) El costo en canales y equipos de comunicación se reduce enormemente.
- 4) Se reduce el espacio requerido para la instalación.
- 5) Se eliminan puntos de falla en la interfaz de contactos entre la protección y el equipo de comunicaciones.

La limitación principal de la comunicación serial RS-232 convencional es la distancia, que no puede ser mayor que 30 pies. Esta limitación se puede eliminar usando dos medios económicos: la fibra óptica multimodo con transceivers de puerto RS-232 a fibra óptica, o radiomodems de comunicación punto a punto.

En este caso, con una distancia de un kilómetro, se implementó la solución con un canal de fibra óptica

multimodo, auto soportada en la posterioría del alimentador (Fig. 11). Además del disparo directo transferido, el canal puede manejar las siguientes señales:

- Estado del interruptor hacia la subestación suministradora desde el cogenerador.
- Permiso de cierre del suministrador al cogenerador.
- Orden de disparo manual del suministrador al cogenerador.
- Alarma de falla del relevador en la interconexión al suministrador.
- Alarma de falla de pérdida de corriente directa al suministrador.
- Alarma de pérdida de potenciales al suministrador.

Si el suministrador solo requiere señales digitales, con este esquema se evita la necesidad de una UTR en la subestación del cogenerador, pues las señales pueden ser recogidas por la UTR de su propia subestación si se cuenta con el número adecuado de contactos.

Otro aspecto a considerar es la redundancia. Aún cuando es posible que el relevador microprocesado maneje tanto el 59N con el disparo directo, el sistema depende de un solo equipo. Si se desea redundancia contra falla de equipos, sería necesario que el 59N y el disparo directo residieran en equipos diferentes. En la

instalación descrita en este artículo esto se logró con un equipo capaz de utilizar la misma tecnología de bits en espejo, pero no por medio del relevador sino directamente de contactos. Si el relevador falla, el disparo directo sigue funcionando (Fig. 12).

X. AGRUPAMIENTO DE DISPAROS Y SEÑALES

Los aspectos de redundancia y flexibilidad de control programable deben ser considerados para el agrupamiento de disparos o permisos de cierre. En este caso se agruparon: dos contactos con los disparos de 50/51, 50/51N, 67, 59N, 81/32 al disparo del 52-1; un contacto de permiso de cierre usando la lógica descrita para 25/27; un disparo por 59N al 52-2; un contacto de alarma de falla de relevador; un contacto de alarma por pérdida de potenciales.

Todas las señales analógicas (tres transformadores de potencial y tres transformadores de corriente) se alambraron a un solo equipo.

Los tiempos de puesta en marcha se reducen al realizar un solo faseo de todas las señales y una sola prueba de disparo efectivo a cada interruptor.

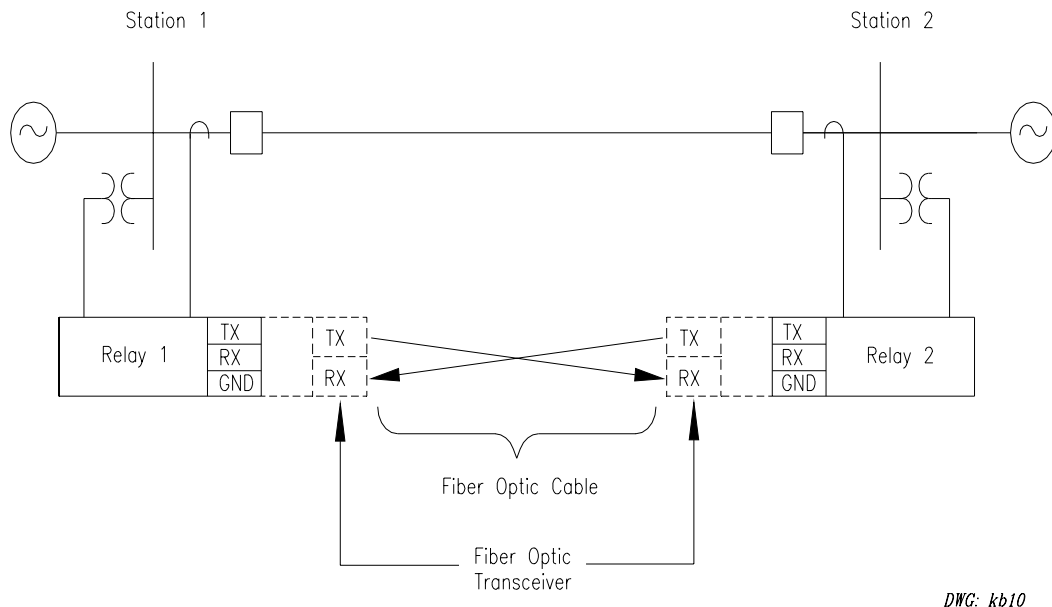


Fig. 11. Enlace de comunicación por fibra óptica.

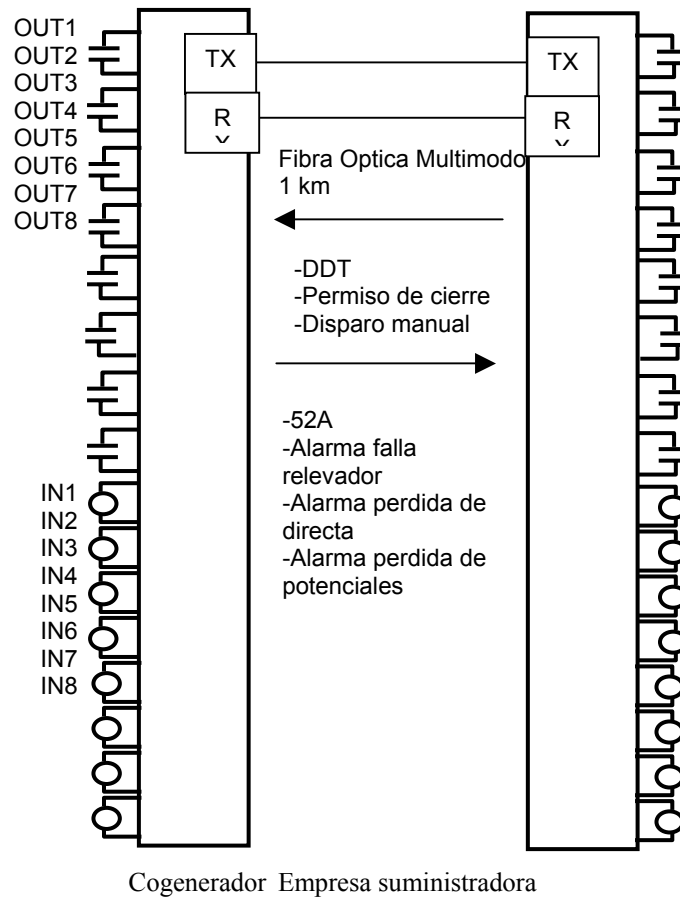


Fig. 12. Solución de comunicaciones con redundancia de equipos.

XI. CONCLUSIONES

El uso de relevadores multifuncionales permite realizar las funciones requeridas por los enlaces de generadores independientes en instalaciones de distribución, con una reducción importante de espacio, costo y puntos de falla, al reunir diversas funciones en un solo dispositivo inteligente.

Haciendo pleno uso de estas funciones se pueden resolver problemas de protección y control similares a los encontrados en redes de transmisión, donde hay aportación de generadores en varios puntos, cumpliendo con los requerimientos de una instalación menor, donde inclusive puede no haber subestación principal y estar todo el control de la interconexión en un restaurador.

XII. REFERENCIAS

- [1] ANSI/IEEE37.106-1987: "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plant."
- [2] K. Behrendt, "Relay-To-Relay Digital Logic Communication For Line Protection, Monitoring and Control", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 1996.

XIII. BIOGRAFÍA

Jean M. León Eternod se graduó de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, con estudios de posgrado en Sistemas Eléctricos de Potencia, en la U.N.A.M. Trabajó en CFE, donde acumuló 7 años de experiencia como Jefe de la Oficina de Estudios de Protecciones de la Gerencia Nacional de Protecciones, como responsable de la base de datos para estudios técnicos del Sistema Eléctrico Nacional, incluida la validación de modelos de simulación para generadores, sistemas de excitación y estabilizadores de potencia. Cuenta con amplia experiencia en simulación digital de cortocircuitos, flujos de potencia, estabilidad dinámica, transitorios electromagnéticos, así como eventos relacionados con la operación y fallas de sistemas de protección y control, y análisis de confiabilidad y expansión de la red de transmisión. Recibió entrenamiento sobre simulación de flujos de potencia y cortocircuitos con Power Technologies Inc. (PTI) en New York. Desarrolló uno de los primeros sistemas de registro dinámico de disturbios basado en medición de fasores y sincronización satelital en Latinoamérica. Actualmente es Jefe del Centro de Soporte Técnico Central de Schweitzer Engineering Laboratories, S.A. de C.V., ubicado en México, D.F., donde es encargado de estudios de sistemas de potencia y de soporte técnico para relevadores SEL.